

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Булчаев Н.Д.
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 «Нефтегазовое дело»

21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Анализ эффективности проведения соляно-кислотной обработки пласта с применением ГНКТ на Марказий Аввальском месторождении. (Узбекистан).

Руководитель	_____	<u>канд. тех. наук, доц.</u>	<u>Нухаев М. Т.</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>Анарбоев Н.М.</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Консультанты:	_____		<u>Мусияченко Е.В.</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>Помолотова О.В.</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Булчаев Н.Д.
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2016 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**

Студенту Анарбоеву Нодирбеку Махаматжоновичу
 Группа ГБ 12-04 Направление (специальность): 21.03.01.02
«Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема выпускной квалификационной работы: «Анализ эффективности проведения соляно-кислотной обработки пласта с применением ГНКТ на Марказий Аввальском месторождении». (Республика Узбекистан).

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР _____
 инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: Тексты и графические материалы, фондовая и периодическая литература.

Перечень разделов ВКР: 1. Геология месторождения, 2. Технологическая часть, 3. Проведение и анализ СКО пласта с применением ГНКТ 4. Безопасность и экологичность.

Перечень графического материала: Принципиальная схема установки ГНКТ, схема работы ГНКТ в горизонтальных скважин, Схема внутрискважинного оборудование при СКО пласта с применением ГНКТ.

Руководитель ВКР _____
 подпись _____ инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____
 подпись, инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Анализ эффективности проведения соляно-кислотной обработки пласта с применением ГНКТ» содержит 82 страниц, 9 рисунков, 29 таблиц, 10 формулы.

Объектом исследования является нефтяное месторождение «Марказий Авваль»

СОЛЯНО-КИСЛОТНАЯ, ОБРАБОТКА, ТЕХНОЛОГИЯ ГНКТ, ВЫБОР СКВАЖИН, МАТЕРИАЛЫ, ОБОРУДОВАНИЕ, АНАЛИЗ, ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

Цель работы:

- проведет СКО пласта применением ГНКТ;
- анализ проведенных работ.

В бакалаврской работе приведены: сведения о геолого-физической характеристиках Марказий Аввальского месторождения, характеристика фонда скважин, проектные решения разработки. Рассмотрены возможности и достоинств ГНКТ при соляно-кислотной обработке пласта. Рассмотрен подробно весь процесс соляно-кислотная обработка пласта на скважинах №3 и №5 Марказий Аввальского нефтяного месторождения. Проведён анализ эффективности СКО пласта.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор MicrosoftWord, таблицы и графики выполнялись в MicrosoftExcel; рисунки - графические программы AdobePhotoshop и MicrosoftPaint. Презентация подготовлена с помощью MicrosoftPowerPoint.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1. Геология месторождения	6
1.1 Общие сведения о районе работ	6
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождение Марказий Авваль.....	8
1.2.1 Геологическое строение	8
1.2.2 Тектоника	12
1.2.3 Нефтегазоносность	15
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика	18
1.4 Геотермическая характеристика	18
1.5 Физико-химические свойства и состав нефти, газа и воды	18
1.6 Подсчет перспективных ресурсов нефти категории СЗ.....	23
2. Технологическая часть	24
2.1 Анализ результатов бурения и испытания скважин.....	24
2.2 Анализ результатов пробной эксплуатации разведочных скважин	31
2.3 Геолого-промысловое обоснование вариантов разработки.....	32
2.3.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов	32
2.3.2 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки	33
2.3.3 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	33
2.4 Технологические показатели вариантов разработки.....	34
2.5 Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ.....	40
2.6 Технология и техника добычи нефти и газа.....	44
3. Проведение и анализ СКО пласта с применением ГНКТ	46

3.1 Что такое ГНКТ?	46
3.2 Возможности и услуги ГНКТ в современной мировой нефтеотдаче	58
3.3 Сущность соляно-кислотной обработки пласта	51
3.4 Выбор скважин для проведения СКО	54
3.7 Требуемые химические материалы к соляно-кислотным растворам и их расчёты	55
3.6 Способ приготовления рабочего раствора соляной кислоты	61
3.7 Возможности и достоинств ГНКТ при соляно-кислотной обработке пласта	63
3.8 Основные виды оборудования для проведения СКО пласта с применением ГНКТ и требования к ним	64
3.9 Техника проведения СКО пласта с применением ГНКТ	66
3.10 Анализ эффективности проведенных соляно-кислотных работ с применением ГНКТ	70
4. Безопасность и экологичность	71
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	71
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	72
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования (к лаборатории)	73
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	75
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	76
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	77
4.7 Экологичность проекта	79
Заключение.....	80
Перечень сокращенных слов	81
Список использованных источников.....	82

ВЕДЕНИЕ

Одна из основных задач при разработке нефтяных месторождений заключается в максимально возможном извлечении природных запасов нефти из недр земли. Повышение конечной нефтеотдачи разрабатываемых залежей и увеличение темпов отбора нефти в значительной степени достигаются за счет массового внедрения методов интенсификации добычи нефти.

Все мероприятия по интенсификации добычи нефти направлены на увеличение или восстановление проницаемости призабойной зоны и соединение ее с более проницаемыми трещиноватыми нефтенасыщенными участками пласта.

Необходимость применения различных методов воздействия на призабойную зону скважин во многом связана с несовершенством способов вскрытия продуктивных пластов бурением. Особенно это относится к пластам с плохими коллекторскими свойствами и низким пластовым давлением. Чем меньше будет ухудшаться проницаемость призабойной зоны в процессе бурения, тем меньше будет появляться необходимость применения методов обработки призабойной зоны скважины.

Месторождение Марказий Авваль, эксплуатируемое АО «Андижаннефть», стоит задача поддержат интенсификации добычи нефти. Для интенсификации добычи нефти и снижению темпов падения объемов добычи нефти, проводятся мероприятия, направленные на интенсификацию добычи нефти.

В числе этих мероприятий:

- бурение боковых горизонтальных стволов (БГС);
- гидроразрыв пласта (ГРП);
- оптимизация работы скважин;
- обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ).

В дипломной работе рассмотрел, анализ эффективности проведения соляно-кислотной обработки пласта с применением ГНКТ.

1. Геология месторождения

1.1 Общие сведения о районе работ

В административном отношении месторождение Марказий Авваль расположено на территории Ферганского района Ферганской области республики Узбекистан.

Рельеф местности представляет собой зону адыров, поверхность которой расчленена многочисленными саями, в основном безводными. С поверхности адыры сложены гравийно-галечными образованиями, в пределах равнинной части развиты суглинки, лессовые почвы. Абсолютные высотные отметки колеблются от 340 до 460м в пределах саев и от 550 до 850м в пределах адыров.

Адырная часть лишена оросительных каналов и там произрастает только богарная пшеница.

Климат района, как и всей Ферганской долины, континентальный, с сухим жарким летом и сырой, морозной зимой. Среднегодовая температура составляет $+13^{\circ}\text{C}$, $+14^{\circ}\text{C}$, причем максимальная в июле $+42^{\circ}\text{C}$, а минимальная в январе -25°C . Осадки весной и осенью выпадают в виде дождя, а зимой - в виде снега. Среднегодовой объем осадков составляет 205-210мм, а в отдельные годы превышает 300мм.

Ветры порывистые, направление их, в основном, западное, скорость иногда доходит до 20-25м/сек.

Основными водными артериями, проходящими вблизи площади месторождения, являются Большой Ферганский канал, коллектор Янгинасай, которые в течение года достаточно полноводны. Глубина залегания грунтовых вод 100-150м в адырах и 10-15 на равнине.

Вода для технических нужд используется от существующего водопровода в районе работ.

Основными населенными пунктами, расположенными вблизи месторождения, являются: поселки Авваль, Акпиляль, Ханкыз нефтепромыслы Чимион и Ханкыз. Областной центр - город Фергана - находится на расстоянии около 10км северо-западнее площади (рисунок 1).

На расстоянии около 5км юго-западнее месторождения Марказий Авваль расположено месторождение Авваль, а восточнее, на расстоянии около 6км - месторождение Восточный Авваль, которые связаны асфальтированными дорогами с городами Коканд и Фергана.

В результате геологоразведочных работ, проведенных в течении 2007-2008г.г. на площади Марказий Авваль, были установлены залежи нефти в V горизонте палеогеновых отложений.

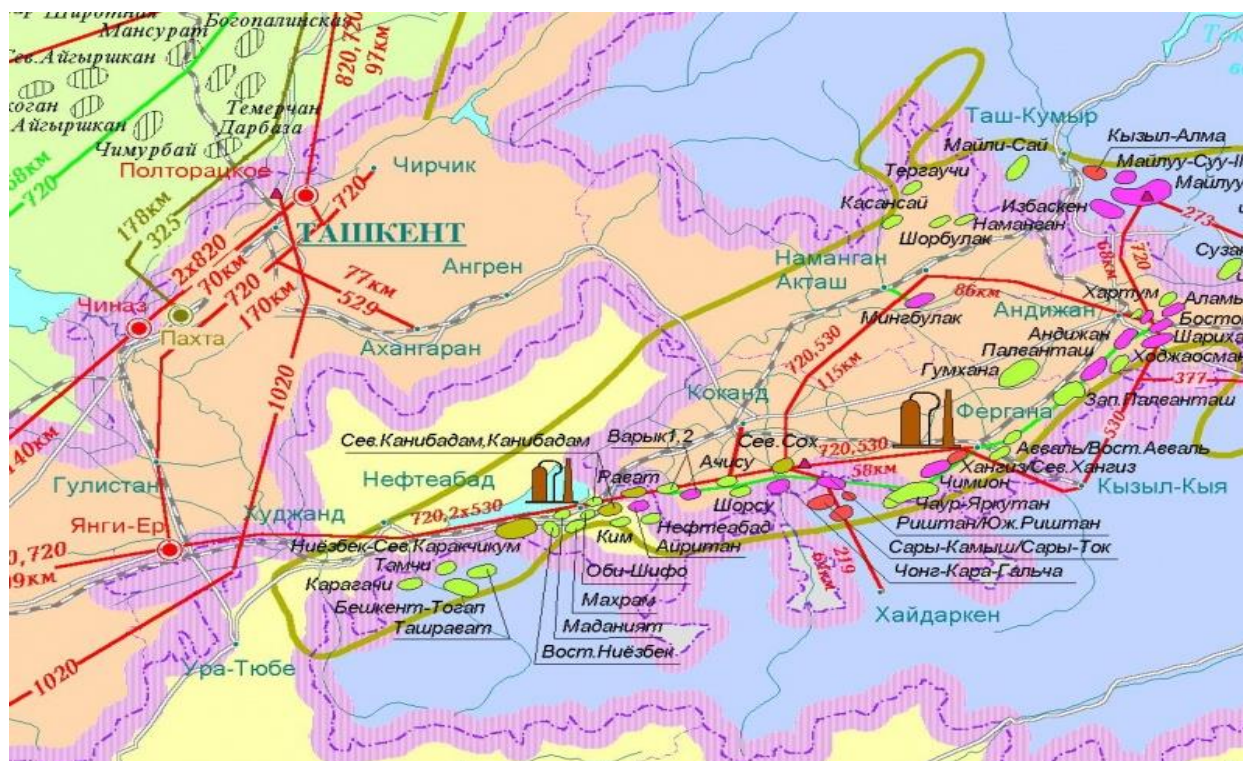


Рисунок 1- Обзорная карта района работ.

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

1.2.1 Геологическое строение

Месторождения Марказий Авваль находится в юго-восточной части Ферганской долины. В геологическом строении площади принимают участие, образования палеозоя и залегающие на них с угловым и стратиграфическим несогласием отложения мезозоя-кайнозоя.

Стратиграфическая разбивка скважин, вскрывших разрез осадочного чехла, на месторождении Марказий Авваль приведена в таблице -1.

Таблица 1- Стратиграфическая разбивка пробуренных скважин

№ скважин	Глубина	Неоген+четверт	палеоген.сист.	<u>Сумсарские слои</u>	<u>Ханабад+исфара</u> + <u>Риштанские слои</u>	<u>Туркестанские</u> слои	<u>Алайские слои</u>	Сузакские слои	Бухарские слои
1	1020	0-697	697-1020	697-770	770-845	845-888	888-933	933-972	972-1020 (вскр)
					IV гор. 834-841	V+ VIгор. 845-872	VII ^{a+b} гор. 888-933		VIIIгор. 972-992 IX гор. 998-1011
2	920	0-705	705-920	705-795	795-866	866-912	912-920 (вскр)		
					IV гор. 860-866	V+ VIгор. 872-892	VII ^{a+b} гор. 912-920		
3	930	0-690	690-930	690-748	748-850	850-883	883-930 (вскр)		
					IV гор. 822-828/ 837-844	Vгор 857-877 VIгор. 861-867	VIIгор. 883-930		
4	982	0-718	718-982	718-830	830-904	904-945	945-982 (вскр)		
					IV гор 898-904	Vгор 914-923 VIгор. 926-929	VIIгор. 945-982		
5	900	0-654	690-900	654-708/ 736-774	708-736/ 774-853	853-887	887-900 (вскр)		

Палеогеновая система - Р

В пределах описываемой территории выделены бухарские, сузакские, алайские, туркестанские, ханабад+исфара+риштанские и сумсарские ярусы.

Бухарский ярус P_2^{bush}

Отложения этого яруса без следов несогласия залегают на отложениях мела. В основании бухарских слоев залегают белые гипсы (X пласт, гипсы «Гознау») с прослоями глин, доломитов, иногда мергелей. Гипсы и ангидриты перекрыты зеленовато-бурыми известковыми глинами, мощность которых, в среднем, составляет 10м.

Выше залегают песчаники известковистые, серые с прослоями глин и алевролитов, выделяемые как IX пласт, мощностью около 20м.

В кровельной части слоя залегают светло-серые, желтовато-бурые, трещиноватые, загипсованные известняки с прослоями зеленых глин с фауной (VIII горизонт). Мощность - 197м.

VIII горизонт отделяется от IX поропластами глин шоколадного цвета, мощностью около 15м.

Сузакский ярус - представлен глинами буро-красных тонов, плотными неслоистыми, известковистыми с наличием кальцита по трещинам. Мощность этой толщи изменяется от 20-25м до 90м на востоке.

Алайский ярус - по литологическому составу породы алайского яруса могут быть разделены на две части. Нижняя часть слагается алевролитом зеленовато-серым, известковистым, трещиноватым. Трещины заполнены черным материалом. Верхняя часть представлена известняками серыми, пористыми, иногда рыхлыми, массивными. Известняки описываемых слоев выделяются как VII горизонт. В пределах этого горизонта выделяются два пласта VII и VI.

Пласт VII залегает в кровле алайского яруса и сложен известняками пористыми, хорошо проницаемыми. Ниже этого пласта залегает пачка глин, мощностью от 5 до 25м.

Туркестанский ярус - отложения слоя начинаются глиной темно-зеленой, плотной, известковистой, мощностью от 20 до 70м, на которой залегает VI горизонт, представленный известняком серым, плотным, загипсованным (переходящим местами в ангидриты, доломиты), мощностью до 30м. Отделяясь 6-10 метровым прослоем зеленых глин от VI горизонта выше залегает V горизонт, представленный известняком серовато-зеленым, местами доломитизированным с прослоями зеленых глин, мощностью до 20м (скв. №3). Осадки данного слоя заканчиваются зелеными глинами.

Следует отметить, что известняки V горизонта туркестанских слоев являются опорным отражающим горизонтом при сейсморазведочных работах и практически все объекты под глубокое бурение подготовлены по этому горизонту. Мощность туркестанских слоев изменяется от 33 (скв. №3) до 46м (скв. №2).

Ханабад + исфаринский + риштанские ярусы.

1) Ханабадский ярус. Глины ярко-зеленые, плотные, загипсованные с фауной *ostrea tiansehanensis* Rom с прослоями мергелей.

2) Исфаринский ярус. Глина светло-серая, кремнистая, щебенчатая, в нижней части с прослоями серых мергелей,

3) Риштанский ярус. Глина табачная и темно-зеленая, плотная, с прослоями мергелей, ракушечников, с фауной *Platygena asiatica* Rom.

Мергель серовато-зеленый, переходящий к низу в серо-зеленый песчаник (IV пласт).

Отложения Риштанского, Исфаринского, Ханабадского ярусов образуют единую толщу зеленых и табачно-зеленых глин, мощностью от 71 (скв. №2) до 102 м (скв. №3).

Сумсарский ярус.

Состоит из плотных, жирных на ощупь, глин густо малинового цвета, содержащих прослой алевролитов. В верхней части глин залегает пачка мелкозернистых, серых, зеленовато-серых известковистых песчаников, выделяемых как III горизонт. Мощность от 58 (скв. №3) до 112м (скв. №4).

Неогеновые отложения - N

Неогеновые отложения в районе проектируемых работ представлены кирпично-красной и бледно-розовой свитами, относящимися к массагетскому ярусу.

Кирпично-красная свита представлена глинами буроватыми, кирпично-красными песчанистыми, с прослоями песчаников той же окраски.

Бледно-розовая свита состоит из песчаников и глин бледно-розового цвета с прослоями алевролитов. Бледно-розовые песчаники иногда переходят в граве литы, а к периферии впадины замещаются конгломератами.

Сох-бактрийские слои.

Отложения слоев представлены конгломератами разно галечными с прослоями глин светло-бурых, песчанистых. По геофизическим данным осадки бактрийского и сохского слоев различить нет возможности, поэтому выделяется как единая толща (рисунок 2).

Общая мощность неоген-четвертичных отложений составила 654 до 718м (скв. №4).

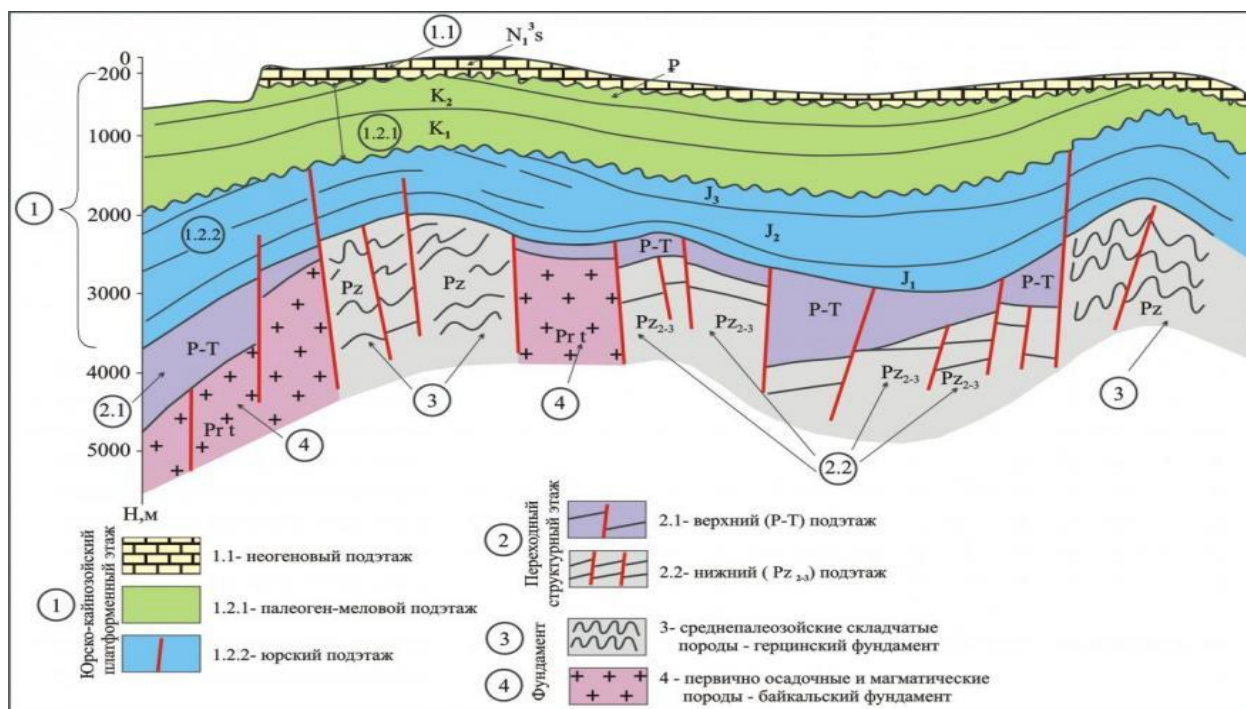


Рисунок 2- Геологическое строение породы.

1.2.2 Тектоника

Ферганская впадина по структурно-тектоническому положению и величине занимает особое место среди межгорных впадин, являясь одной из крупнейших в Западном Тянь-Шане.

Ферганская впадина с северо-запада ограничивается системой Чаткало-Кураминских хребтов, с востока – Ферганским, с юга – Туркестано-Алайским хребтами. На юго-западе впадины северо-западные и южные хребты горного обрамления сближаются и образуют узкую долину – Ленинабадские ворота, которые соединяют ее с Приташкентской депрессией. Максимальная длина впадины по южному борту около 5 км, ширина в средней части - более 6 км.

В пределах Ферганской впадины проведены большие геолого-геофизические работы, позволившие исследователям продолжить различные схемы тектонического районирования впадины.

Тектоника мезо-кайнозойской группы пород была изучена многими исследователями (как производственниками, так и в научно-исследовательских институтах): Д.И. Мушкетов, О.С. Вялов, В.И. Попов, А.В. Пейве, О.А. Рыжков, А.Г. Бабаев, А.Р. Ходжаев, П.К. Азимов, З.М. Машрапов, Г.А. Епифанов и др.

В настоящем проекте пробной эксплуатации принимается схема тектонического районирования Ферганской депрессии, предложенная А.А. Абидовым и др. (2000г.), которые уточняли схему тектонического строения всех нефтегазоносных районов Республики Узбекистан и сопредельных территорий.

По этой схеме в пределах межгорной впадины выделяются 5 ступеней, границами ступеней служат зоны разломов, вдоль которых идет погружение фундамента. Этими тектоническими зонами с юга на север являются Южная ступень, Южный переходный пояс, Центрально-Ферганская мегасинклиналь, Майлису-Карагундайское поднятие и Северный надвиговый пояс. В пределах Южной ступени выделяются следующие зоны локальных поднятий (с северо-востока на юго-запад): Хартумская, Ходжабад-Аламышикская, Аим-Кургантепинская, Палванташ-Ханкызская, Чимион-Ауввальская, Сох-Риштанская, Шорсу-Айританская и Ачису-Раватская.

В соответствии с указанной выше схемой тектонического районирования площадь месторождения Марказий Авваль расположена в Чимион-Ауввальская зоне локальных поднятий Южной ступени Ферганской впадины, между месторождениями Авваль и Восточный Авваль. Она была подготовлена к глубокому бурению по опорно-отражающему горизонту $T(Pg_2)$, соответствующему кровле V пласта туркестанских слоев палеогена и представляет собой антиклинальную складку субширотного простирания с узким восточным и более широким западным крылом. На юго-западе она отделяется от месторождения Авваль тектоническим нарушением, амплитудой более 25м. На

По изогипсе -1530м имеет размеры 1,0000 х 0,004 км, площадь – 0,4км², амплитуда более 75м. Структура осложнена с юго-запада тектоническим нарушением (рисунок 3).



1.2.3 Нефтегазоносность

Ферганская межгорная впадина представляет собой самостоятельный нефтегазоносный бассейн и является одним из старейших нефтедобывающих регионов Республики Узбекистан. В ее пределах широко распространены выходы на поверхность нефтяных пластов как в северной, так и в южной частях (Шорсу, Нефтеабад, Чимион и др.). Выходы нефти приурочены к отложениям палеогена, мела, юры и палеозоя.

В палеозойских осадочных породах выявлены небольшие скопления нефти (Южный Аламышик) и газа (Западный Палванташ). Юрские и меловые отложения являются преимущественно газоносными, и причины этого явления рассмотрены в публикациях многих исследователей. Палеогеновый комплекс повсеместно нефтеносен, и к нему приурочено большинство открытых месторождений. Продуктивность неогеновых и четвертичных отложений установлена как на южном, так в центральной части и на северном борту впадины, и по мнению большинства исследователей (А.М. Акрамходжаев, М.С.Сайдалиева, А.Р.Ходжаев и др.) залежи УВ в этих отложениях являются результатом миграции их из палеогена.

В рассматриваемом регионе абсолютное большинство выявленных залежей нефти связаны с антиклинальными структурами палеогена.

В пределах южного борта Ферганской впадины, где расположена площадь месторождения Марказий Авваль наиболее изученными из всех нефтяных залежей территории являются нефтяные залежи V и VII горизонтов.

На месторождении Авваль (скв. №5) из V горизонта туркестанских слоев палеогена получен фонтан нефти дебитом 40,0 т/сут.

Испытания VIII горизонта проведено в четырех скважинах - №№5,8,20,9. В результате испытания получены притоки пластовых вод дебитом 1,18-5,1 м³/сут.

VII-б пласт испытан в двух скважинах -№№ 5,9, в которых получены притоки пластовых вод дебитом 12,6 и 58,3 м³/сут, соответственно.

VII-а пласт испытан в четырех скважинах -№№5,8,20,9. Получены притоки пластовых вод дебитом 3,6-49,0 м³/сут.

VI пласт испытан в шести скважинах -№№ 5, 9, в скв№5 получен приток жидкости, в т.ч. нефти -1,76 м³/сут, и воды - 1,54 м³/сут. В скв. №21 дебит нефти составил 0,09 м³/сут.

Испытание V пласта проведено в 12 скважинах. Максимальный дебит - 40,0 м³/сут, получен в скв 5. Нефть V пласта относится к маловязким, малосернистым, малосмолистым, парафинистым со средним удельным весом 0,856. Вязкость 2,79, содержание серы-0,15%, парафина-7,3, смол-26%. Выход светлых фракций до 300⁰ -50%.

На месторождении Восточный Авваль испытание палеогеновых отложений проведено в 10 скважинах. VIII пласт испытан в семи скважинах. В скв. №13 получен приток нефти дебитом 0,77 м³/сут, скважины №№ 23, 22 и 30 дали притоки воды с нефтью с дебитами соответственно 0,11-2,97 и 0,45-0,13 м³/сут.

На месторождении Марказий Авваль испытание V пласта проведено в 4 скважинах.

В скв. №1 из V горизонта туркестанских слоев палеогена получена нефть, дебитом 1,13 м³/сут (интервал перфорации 853-846м, 850-858м).

При испытании скв. №2 в интервале 880-874м получен приток пластовой воды плотностью 1,07 г/см³ с незначительной пленкой нефти дебитом 1,27м³/сут.

В скважине №3 из интервала 850-857м получен промышленный приток безводной нефти, дебитом 9,6 м³/сут через 2,8мм штуцер.

В скважине №5 при повторной перфорации в интервале 852-858м и обработки пласта соляной кислотой был получен приток соленой пластовой воды с пленкой нефти дебитом 1,5м³/сут (таблица 2).

Таблица 2- Сведения о результатах опробования скважин

№скв	Горизонт	Интервал горизонта,м	Толщина горизонта,м	Интервал перфорации, м	Способ вскрытия пласта (тип пер- форатора)	Количество отверстий на 1м погонной длины	Полученный продукт
1	2	3	4	5	6	7	8
1	VIII+IX	974-1011	27	998-994 м	RDX-89		получен приток пластовой воды
	VIII+IX	974-1011	27	982-972	RDX-89		получен приток пластовой воды
	VII	888-933	45	898-888	RDX-89		приток не получен
	V+VI	845-872	27	858-855	RDX-89		получен слабый приток нефти с водой
	V+ VI	845-872	27	846-853	RDX-89		получен приток нефти с водой дебит 8 м ³ /сут, из них нефть 2,6м ³ /сут
2	V+VI	872-892	20	892-888	RDX-89		приток пластовой воды
	V+VI	872-892	20	887-884	RDX-89		приток пластовой воды
	V+VI	872-892	20	880-877	RDX-89		приток пластовой воды
	V+VI	872-892	20	880-874	RDX-89		приток пластовой воды с пленкой нефти
3	V	857-877	20	857-850	RDX-89	20	нефть 9,6 м ³ /сут
5	V+VI	853-863	10	8582-858			приток пластовой воды с пленкой нефти, дебитом 1,5 м ³ /сут

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика

В пределах изучаемого района в разрезе водонапорных комплексов зон АВПД не встречено. Пластовое давление на 1,5-2,0 МПа превышает гидростатические.

Оценивая гидростатическую и гидрогеологическую обстановку района следует отметить, что она благоприятна для скопления УВ не только в меловых и палеогеновых комплексах, но и в юрских. Это подтверждают результаты опробования изученных комплексов и такие показатели как низкая степень метаморфизма вод, присутствие микрокомпонентов, повышенное содержание в водах юры и мела, легко окисляемых соединений и восстановленных органических веществ, высокая минерализация и преимущественно хлоркальциевый тип вод.

1.4 Геотермическая характеристика

Пластовые давления определялись по данным замеров геотермического градиента на ближайших месторождениях, а также по результатам точечных замеров глубинным термометром при испытании нефтегазоносных пластов.

Геотермический градиент для четвертичных и неогеновых отложений составляет в среднем $1,79^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, а в палеогене $3,37^{\circ}\text{C}/100$. Средний геотермический градиент составляет $2,6^{\circ}\text{C}/100$, геотермическая ступень $31,3^{\circ}\text{C}$.

1.5 Физико-химические свойства и состав нефти, газа и воды

Свойства и состав нефти месторождения Марказий Авваль изучена по результатам анализа проб отобранных из скважин № 3 (V пласт, интервал 850-857м) и №1 (V пласт, интервал 853-846м).

Нефть V горизонта относится к маловязким, малосернистым, малосмолистым, парафинистым со средним удельным весом 0,856. Вязкость $E_{20} - 7,85$, содержание серы – 0,0,24 %, парафина – 2,071, акцизных смол – 18%.

Анализ нефти № 11 (таблицы 3,4,5).

Проба отобрана на площади «Марказий Аваль» «14» июля 2008 г.

Из скважины № 3 пласт V интервал 850-857м перфорации забой-930м.

Поступила в лабораторию «15» июля 2008 года.

Удельный вес 20 - 0,851 г/см³.

Вязкость в СПЗ: при Э 20 - 7,85; Э 30 - 6,54; Э 40 - 5,49; Э 50 - 4,96.

Таблица 3– Анализ нефти № 11 параметры температуры

Температура застывания		Температура вспышки по М-П	+20 ⁰
Без термической обработки	С термической обработкой		
-9 ⁰			

Таблица 4 – Анализ нефти № 11 содержание (в %) мех, примеси - 0,658 %.

Воды	Серы	Асфальте нов	Акцизны х смол	Кокса по Кондрасе нку	Парафин а	Селикоге левой Смолы	Хлориды	Зола
							мг/л	
1,2	0,24	0,970	18	3,239	2,071	5,003	1283,0	0,00

Таблица 5 – Анализ нефти № 11 разгонка нефти по энглеру

Температурн пределы отбор фракций °С	Фракционный состав в %	Температурный пределы отбор фракций °С	Фракционный состав в %	Температурны Пределы отбора фракций °С	Фракционный состав в %
Н.К.	74	160	10	270	35
До 60		170	12	280	38
80	1	190	16	300	43
100	3	210	20	320	48
110	4	220	22	330	50
130	8	260	33	Остаток потери	22/2

Анализ нефти № 14 (таблицы 6,7,8).

Проба отобрана на площади «Марказий Авваль» «11» августа 2007г.

Из скв. № 1 пласт V интервал 853-846м Перфорации забой-1020м.

Поступила в лабораторию «13» августа 2007 года.

Удельный вес 20 - 0,849 г/см³.

Вязкость в СПЗ: при Э 20 - 13,05; Э 30 - 9,23; Э 40 - 6,59; Э 50 - 5,28.

Таблица 6– Анализ нефти № 14 параметры температуры

Температура застывания		Температура вспышки по М-П	+27 ⁰
Без термической обработки	С термической обработкой		
-11 ⁰			

Таблица 7 – Анализ нефти № 11 содержание (в %) мех, примеси - 0,658 %.

Воды	Серы	Асфальтенов	Активных смол	Кокса по Кондрасенку	Парафина	Селикогелевой смолы	Хлориды	Золы
							мг/л	
2,0	0,218	1,579	33	6,395	4,184	12,774	413,0	0,072

Таблица 8 – Анализ нефти № 11 разгонка нефти по энглеру

Температурные пределы отбора фракций °С	Фракционный состав в %	Температурные пределы отбора фракций °С	Фракционный состав в %	Температурные пределы отбора фракций °С	Фракционный состав в %
Н.К.	80	160	16	270	36
До 60		170	18	280	37
70		180	20	290	38
80		190	22	300	40
90	1	200	24	310	
100	3	210	26	320	
110	5	220	28	330	
120	14	260	35	Остаток потери	58/2

Ферганская впадина по структурно-тектоническому положению входит в систему Западного Тянь-Шаня и она характеризуется как артезианский бассейн межгорного типа.

Специальными исследованиями было установлено (Туляганов Т., Кудряков В. А и др. 1973), что в Ферганской водонапорной системе выделяются следующие водонапорные комплексы: юрский, нижнемеловой, верхнемеловой, эоценовый (палеогеновый), плиоцен-четвертичный (неогеновый). Поскольку объектом настоящего проекта пробной эксплуатации являются палеогеновые отложения, более подробно остановимся на описании гидрогеологических характеристик этого комплекса.

Палеогеновый водонапорный комплекс. Этот комплекс включает в себя VIII-(III)-II проницаемые горизонты палеогеновых отложений. Воды палеогеновых отложений относятся к высокоминерализованным водам хлоркальциевого типа. Общая минерализация этих вод составляет от 80 г/л до 280 г/л и отмечается повышенным содержанием микроэлементов (I, Br, NH₄ и др.). Изменения минерализации с глубиной не наблюдается.

В составе водорастворенных газов палеогеновых отложений преобладает метан.

В водах палеогеновых отложений фоновое содержание $C_{\text{хл}}$ выше, чем в нижележащих горизонтах и достигает 10-15 мг/л.

Воды VIII горизонта с общей минерализацией около 170 г/л и плотностью до 1,130 г/см³ относятся к хлоркальциевому типу. Минерализация этих вод составляет 86,21 г/л а плотность 1,063 г/см³. Содержание йода 10-12 мг/л, брома 12-16 мг/л, аммиака до 133,3 мг/л.

Генетические коэффициенты по Сулину определяют по формуле (1).

$$\frac{r_{\text{NaCl}}}{r_{\text{CaMg}}} = \frac{C_{\text{NaCl}}}{C_{\text{CaMg}}} \quad (1).$$

Воды VII горизонта характеризуются плотностью 1,116-1,463 г/см³ и минерализацией 141 г/л относятся к хлоркальциевому типу. Генетические коэффициенты по Сулину определяют по формуле (2).

$$\frac{r_{Na} + r_{Cl}}{r_{Cl} + r_{Mg}} \quad (2).$$

Результаты анализа пробы воды отобранный из скважины № 3 (VII пласт, интервал 888-884м.

Воды VI горизонта относится к хлоркальциевому типу. Сумма солей изменяется в пределах 112-116 г/л. Удельный вес воды от 1,045 до 1,125 г/см³. Воды этого пласта в скв. № 4 Кашкаркыр имеют плотность 1,037 г/см³, а минерализация составляет 52,64 г/л.

Генетические коэффициенты по Сулину определяют по формуле (3).

$$\frac{r_{Na} + r_{Cl}}{r_{Cl} + r_{Mg}} \quad (3).$$

Воды V горизонта с плотностью от 1,06 до 1,415 г/см³ и содержанием солей от 120 до 280 г/л относятся такие высокоминерализованным водам хлоркальциевому типа. По результатам анализа проб из скважин №1,2 и 4 Ханкыз, сумма солей этих вод составляет 78,72-100,5 г/л, плотность в пределах 1,056-1,076 г/см³. Содержание йода достигает 12-14 мг/л, брома 12-15 мг/л, аммиака до 238 мг/л.

Генетические коэффициенты по Сулину определяют по формуле (4).

$$\frac{r_{Na} + r_{Cl}}{r_{Cl} + r_{Mg}} \quad (4).$$

Воды IV горизонта. Представлены сильноминерализованными рассолами хлоркальциевому типа. Содержание солей достигает 70-200 г/л, с примерно таким же количеством, как и в водах III горизонта, ионов SO₄. В этой воде значительно выше содержание ионов HCO₃. Воды IV пласта отличаются высоким содержанием ионов аммония NH₄⁺ и йода. Плотность воды достигает 1,1133 г/см³.

Генетический коэффициент по Сулину определяют по формуле (5).



(5).

Воды II (III) горизонта сумсарских слоев палеогена относятся к водам высокоминерализованным хлоркальциевого типа. Минерализация вод от 83,4 до 93,9 г/л. содержание сульфатов Cl_4^- довольно высокое 40,8-75,5мг/экв; также повышено содержание ионов Na^+ и K^+ - 2,14-50,20мг/экв. Содержится значительное количество ионов NH_4^+ 50,0-55,5мг/л.

Удельный вес воды 1,06-1,089г/см³. содержание микрокомпонентов: йода – 1,90-9,10мг/л, брома до 0,6мг/л.

Генетические коэффициенты по Сулину определяют по формуле (6).



(6).

Воды плиоцен-четвертого водонапорного комплекса относятся к сульфатно-натриевому и сульфатно-кальциевому типам. Минерализация этих вод в кирпично-красной и бледно-розовой свитах до 180 г/л а в бактрийских и сохских отложениях составляет 2-5 г/л.

1.6 Подсчет перспективных ресурсов нефти категории C_3

Подсчет перспективных ресурсов по площади Марказий Авваль был выполнен в ОМП (ПЗ) ОАО «Узбекгеофизика». Карта нефтегазовый промышленности Узбекистана (рисунок 4).

Подсчет запасов по категории C_3 проведен для V и VIII пластов палеогеновых отложений.

Однако, после поискового и разведочного бурения скважин №№ 1, 2, 3, 4, 5 продуктивность VIII горизонта не была подтверждена. В скважине № 3 из сводовой части структуры был получен промышленный приток нефти из V горизонта, а в скважинах № 1, 5 получен приток нефти с водой дебитом 8 м³/сут, из них нефть 2,6м³/сут и приток пластовой воды с пленкой нефти соответственно.



Рисунок 4- Карта нефтегазовой промышленности Узбекистана.

2. Технологическая часть

2.1 Анализ результатов бурения и испытания скважин

С целью изучения геологического строения площади Марказий Авваль и выяснения наличия залежей нефти и газа в IV, V, VII и VIII горизонтах палеогена в 2007г. начато поисковое бурение.

Всего пробурена 5 скважин, проектным горизонтом для всех скважин являлись отложения VIII пласта палеогена.

Поисковая скважина №1-Марказий Авваль заложена в сводовой части структуры по данным сейсморазведки МОГТ на пикете 31 сеймопрофиля 1233, на расстоянии 300м к юго-западу от скважины №33 месторождения Восточный Авваль с проектной глубиной 1100 м с целью поисков залежей нефти и газа в палеогеновых отложениях.

Скважина пробурена до глубины 1020м, где вскрыты отложения туркестанских слоев палеогена. Скважина кровлю VIII горизонта вскрыла на абсолютной отметке минус 348м (974м), что гипсометрический на 7м выше, чем в разведочной скважине №13 (минус 355м), где из VIII горизонта палеогена получен приток безводной нефти.

По результатам интерпретации материалов ГИС выделенные коллектора VIII горизонта в интервалах 975,2-976м, 966,8-978м, 979,6-980,8 м оценены как возможно нефть с водой ($K_{нг}=0,52$; 0,63; 0,46 соответственно), V горизонт оценивался, как коллектор сложного типа, VII горизонт – водонасыщенный (по данным обработки ГИНТЕЛ).

По результатам комплексной интерпретации данных ГИС по АСО ИНГЕФ в разрезе скважины выделены два интервала продуктивных коллекторов:

1. 902,8-911,6м ($K_{п}$, откр от 13,14% -16,5%, $K_{нг}$ от 61,3% до 65,0%, $h_{эф}$ -7,4м);
2. 985,0-998,2м ($K_{п}$, откр от 16,6%-20,4%, $K_{нг}$ от 57,5% до 65,8%, $h_{эф}$ -10,0м);

В скважине испытано 5 объектов:

1. 998-994м получен приток пластовой воды;
2. 982-972м получен приток пластовой воды;
3. 898-888м приток не получен;
4. 858-855м получен слабый приток нефти с водой;
5. 846-853м получен приток нефти с водой дебит 8 м³/сут, из них нефть 2,6м³/сут.

Поисковая скважина №1- Марказий Авваль находится на территории охранной зоны магистрального газопровода; и из-за невозможности обустройства и ввода в пробную эксплуатацию находится в консервации.

Поисковая скважина №2. Была заложена с целью промышленной оценки выявленной залежи нефти в V горизонте палеогеновых отложений.

Место заложение скважины № 2 Марказий Авваль находится на расстоянии 500 м к западу от скважины № 1 Марказий Авваль и в 1350м к северо-востоку от скважины №12 месторождения Авваль.

Скважина кровлю V горизонта вскрыла на абсолютной отметке минус 229м, что на 11м гипсометрический ниже, чем в скважине №1-Марказий Авваль, которая вскрыла V горизонт на отметке -218м. При опробовании интервалов 858-855м, 853-846м получена нефть дебитом 2,6 м³/сут.

В процессе бурения произведен отбор керн в интервале 848-850м, где признаки углеводородов не обнаружены. При достижении глубины 920м выполнен полный комплекс ГИС. В скважину спущена 140мм эксплуатационная колонна на глубину 916м. Всего испытано 4 объекта:

1. 892-888м получен приток пластовой воды;
2. 887-884м получен приток пластовой воды;
3. 880-877м получен приток пластовой воды;
4. 880-874м получен приток пластовой воды с пленкой нефти.

По результатам пробуренных скважин №1 и №2 видно, что скважина №1 находится в наиболее приподнятой части структуры, а скважина №2 попала за контур нефтегазоносности.

В связи с получением отрицательных результатов в отношении нефтегазоносности палеогеновых отложений, а также отсутствием других объектов испытания, поисковая скважина №2-Марказий Авваль закончена испытанием и строительством и намечена к ликвидации по категории I пункту «а», как выполнившая свое геологическое назначение.

Поисковая скважина №3. Марказий Авваль заложена восточной присводовой части структуры с целью промышленной оценки выявленной залежи нефти в V горизонте палеогеновых отложений, с проектной глубиной - 1000м. Скважина начата бурением 21.02.2008 г. и на 18.06.2008 г. Достигла глубины 930м и забой ее стратиграфические находится в палеогеновых отложениях. В скважине выполнен полный комплекс промыслово-геофизических исследований.

По результатам интерпретации материалов ГИС по данным системы обработки GEO Solver выделенные коллекторы в интервалах оценены:

1. 851,8-852,5м (КпНК-0,290%.Кнг-0,828%.КнгА-0,815%) продуктивный;
2. 859,6-860,4м (КпНК-0,282%. Кнг-0,592%. КнгА-0,750%) возможности продуктивный глинистый;
3. 861,0-861,5м (КпНК-0,312%.Кнг-0,701%. КнгА-0,713%) возможности продуктивный глинистый;
4. 904,5-906,4м (КпНК-0,381%.Кнг-0,668%.КнгА-0,694%) неопр. харак. насыщ;
5. 907,0-907,9м (КпНК-0,390% Кнг-0,370%.КнгА-0,700%) неопр. харак. насыщ;

Выделенный коллектор в интервале 911,3-925,6м водонасыщенный.

По результатам комплексной интерпретации данных ГИС по АСО ИНГЕФ выделенные коллекторы в интервалах оценены:

1. 825,2-826,2м (Кп.эф-18,48%.Кнг-62,82%) продуктивный.
2. 832,8-833,8м (Кп.эф-24,12%.Кнг-65,92%) продуктивный.
3. 838,8-839,6м (Кп.эф-21,52%.Кнг-52,74%) продуктивный.
4. 840,4-841,4м (Кп.эф-16,85%.Кнг-86,23%) продуктивный.
5. 851,0-852,8м (Кп.эф-22,56%.Кнг-64,94%) продуктивный.
6. 860,0-863,6м (Кп.эф-21,25%.Кнг-65,51%) продуктивный.
7. 904,6-912,4м (Кп.эф-23,44%.Кнг-52,60%) продуктивный.
8. 907,4-912,4м (Кп.эф-22,35%. Кнг-56,15%) продуктивный.
9. 912,4-914,0м (Кп.эф-20,21%. Кнг-41,32%) водонасыщенный.

Рассмотрев материалы геолого-геофизических исследований, а также учитывая вскрытие скважиной основных перспективных нефтегазопродуктивных горизонтов дальнейшее углубление скважины №3 - Марказий Авваль прекращена при достигнутом забое 930 м и произведем спуск 140мм эксплуатационной колонны и испытание перспективных горизонтов.

В результате испытания 2 объектов было получено:

1. 888-884 - пластовая вода;
2. 857-850 - нефть, 9,6 м³/сут ч/з 2,8мм штуцер.

Скважина была сдана в пробную эксплуатацию фонтанным способом 25 июля 2008г. с суточным дебитом 3,0 т/сут, безводной нефти. В сентябре 2008г. скважина была переведена на насосную эксплуатацию с насосом НСВ-43. спущенным на глубину 825м, в результате чего дебит нефти увеличился до 8,0 т/сут. При дальнейшей эксплуатации дебит нефти начал снижаться из-за снижения динамического уровня жидкости. В настоящее время дебит скважины составляет 1,5 т/сут жидкости и 0,8 т/сут нефти при обводненности продукции 30%.

Поисковая скважина №4 площади Марказий Авваль заложена в сводовой части структуры с целью промышленной оценки выявленной залежи нефти в V горизонте палеогеновых отложений с проектной глубиной 1000 м и проектным горизонтом - IX горизонт бухарского яруса палеогеновых отложений.

Место заложения скважины №4 Марказий Авваль находится на расстоянии 300м к северо-западу от скважины № 1 Марказий Авваль и в 350м к северо-востоку от скважины №2 месторождения Марказий Авваль:

- фактическая глубина скважины - 982м;
- фактический горизонт - VII горизонт;
- скважина начато бурением - 01.04.2008 г.;
- скважина закончена бурением - 24.08.2008 г.

В процессе бурения произведен отбор керн в интервалах 843-851м, 898-902м, 932-936м, где признаки углеводорода не обнаружены. По заключению обработки системы GEO Solver выделенные коллектора IV, V, VI, VII горизонтов характеризуются как водонасыщение.

Скважина №2-Марказий Авваль кровлю V горизонта вскрыла на отметке -229м, а скважина №1 вскрыла на отметке -218м, скв. №4 на отметке -294м, что гипометрически на 65м ниже чем скв. №2-Марк. Авваль, в которой при испытании V горизонта получен приток пластовой воды с

незначительной пленкой нефти. По результатам пробуренных скважин №1, №2 и №3 видно, что скв. №4 попала в наиболее приподнятую часть скважина №2 попала за контур нефтегазоносности, а скв. №4 попала на предполагаемый северный блок структуры.

В связи с бесперспективностью вскрытого разреза палеогеновых отложений в отношении нефтегазоносности, поисковая скважина №4-Марказий Авваль, закончена строительством при достигнутой глубине 978м без спуска 140 мм эксплуатационной колонны и испытания, и ликвидирована по категории I пункту «а», как выполнившую свое геологическое назначение.

Разведочная скважина №5 площади Марказий Авваль заложена в сводовой части структуры с целью оконтуривания выявленной залежи нефти в V горизонте палеогеновых отложений с проектной глубиной 1000м и проектным горизонтом - V горизонт:

- фактическая глубина скважины - 900м;
- фактический горизонт - V+VI горизонт, палеоген;
- скважина начато бурением - 16.09.2008 г;
- скважина закончена бурением - 20.01.2009 г;
- закончена испытанием и строит - 02.03.2009 г.

В процессе бурения произведен отбор керна в интервале 864-860м, где признаки углеводорода не обнаружены.

По результатам обработки системы ГИНТЕЛ, СОЛВЕР выделенный коллектор в интервале: 854-856,20м ($K_{нг}=0,75$) характеризуется как нефтенасыщенный, а интервал 863,20-864 м оценен как водонасыщенный. По результатам обработки ГИС по АСО ИНГЕФ выделенные коллектора в интервалах 853,80-856,00м, 863,80-867,00м, 867,00-869,80м ($K_{нг}=71,65$) возможно являются продуктивными.

С целью более детального изучения вскрытого разреза методом по объектного опробования и определения ВНК, уточнения модели структуры в скважину спущена 140мм эксплуатационная колонна на глубину 900м.

Произведено испытание основного, возможно продуктивного горизонта в интервале 853-857м палеогеновых отложений.

В результате испытания с проведением СКО (соляно-кислотной обработки) приток не был получен. После чего была произведена повторная перфорация в интервале 852-858м и обработка пласта соляной кислотой (HCL-13,5%) с проведением «ПГДБК», был получен приток соленой пластовой воды с пленкой нефти дебитом 1,5 м³/сут (по восстановлению статического уровня), удельный вес воды 1,067 г/см³.

В результате получения неопределенных результатов в отношении нефтегазоносности палеогеновых отложений (пластовая вода с пленкой нефти), а также отсутствием других интервалов, перспективных на обнаружение УВ, во избежание простоя бурового оборудования УБВ-600 и экономической нецелесообразностью, продолжения испытываемого объекта, скважина №5-Марказий Авваль закончена строительством и произведен демонтаж бурового оборудования. Скважина была оставлена на притоке под наблюдением и законсервирована сроком на 3 месяца. Перед консервацией в скважине произведена глубокая аэрация до суха. По окончании срока консервации были получены отрицательные результаты.

В связи с бесперспективностью вскрытого разреза палеогеновых отложений в отношении нефтегазоносности разведочная скважина №5-Марказий Авваль, закончена строительством и ликвидирована по категории I пункту «а», как выполнившую свое геологическое назначение.

В результате анализа полученной информации в процессе бурения и испытания скважин №№ 1-5 можно сделать следующие выводы:

1) Исходя из результатов бурения и опробования скважин на площади Марказий Авваль, можно сделать вывод, что максимальная нефтенасыщенности V пласта отмечается линзообразно вдоль тектонического

нарушения (в северном направлении). Из-за отбора нефти из скважин, находящихся в пробной эксплуатации контакт ВНК видимо уже изменил свое положение и находится выше первоначального.

2) По данным корреляции отмечается повторение отдельных пачек V пласта в скважинах №1 и №3. Следовательно, скважины №1 и №3 расположены в зоне тектонического нарушения, которое благоприятно повлияло на улучшение коллекторских свойств V пласта за счет увеличения параметров трещиноватости.

3) В скважине №5 разрывное нарушение в V пласте не отмечено, следовательно, коллекторские свойства его ухудшены.

2.2 Анализ результатов пробной эксплуатации разведочных скважин

На месторождении Марказий Авваль в пробной эксплуатации находится одна разведочная скважина №3. Скважина была принята в пробную эксплуатацию 25 июля 2008 года. Скважина работала фонтанным способом с дебитом 3 т/сут безводной нефтью.

В сентябре 2008 г. была переведена на насосную эксплуатацию со спуском НСВ-43 на глубину 825 м. В результате чего дебит нефти увеличился до 8 т/сут. При дальнейшей эксплуатации дебит нефти начал снижаться из-за снижения динамического уровня жидкости. В продукции скважин появилась вода, количество которой увеличилось. В связи с этим в мае 2009г. в скважину спущен насос НСВ-32.

В настоящее время скважина №3 работает с дебитом по жидкости 1,31 т/сут и по нефти 0,5 т/сут при обводненности добываемой продукции 61,2%.

Опыт пробной эксплуатации скважины №3 показывает, что залежь нефти имеет ограниченные энергетические возможности, а быстрое обводнение продукции скважины свидетельствует о близости контура

нефтеносности и косвенно подтверждает ранее сделанный вывод о распространении залежи нефти в виде узкой полосы примыкающей нарушению в северном направлении.

Динамика месячной добычи жидкости, воды и нефти за период пробной эксплуатации скважин №3 по годам приведены соответственно.

По состоянию на 01.11.2010г. из скважины №3 всего добыто 1770,1 т жидкости из которой 1279 т нефти.

По результатам бурения и испытания поисковых и разведочных скважин №1-5 в проекте пробной эксплуатации геологическая модель залежи нефти горизонта V приняты в виде полосы простирающийся вдоль тектонического нарушения в северном направлении. Естественно, при принятии такой модели площадь нефтеносности будет уменьшена приблизительно на половину, чем она принята в паспорте месторождения.

В таком случае геологические запасы нефти V горизонта составит:

$$Q_{\text{н геол}} = 5400 \text{ тыс. т}$$

Естественно, просчитанные запасы нефти V горизонта являются оценочными и они будут уточнены по результатам бурения рекомендованных разведочных скважин.

2.3 Геолого-промысловое обоснование вариантов разработки

2.3.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов

В паспорте по площади Марказий Авваль в качестве перспективных объектов выделены горизонты V и VIII. Однако, в процессе бурения к настоящему времени поисковых и разведочных скважин установлены промышленные запасы нефти только по горизонту V.

В связи с этим в проекте пробной эксплуатации объекта эксплуатации выделяется только V горизонт. Все проектируемые разведочные и эксплуатационные скважины рекомендуются бурить на V горизонте. При этом во всех проектных скважинах необходимо проводить геолого-геофизические работы по установлению и уточнению площади нефтеносности V горизонта.

2.3.2 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

На месторождении Марказий Авваль продолжаются геологоразведочные работы по уточнению геологического строения и изучения параметров пластов с целью подготовки материалов для подсчета запасов нефти.

Из-за недостаточности исходных данных на данном этапе изученности месторождения прогноз технологических показателей осуществлён на основе статической обработки материалов эксплуатации скважин №3 и скважин месторождения Авваль разрабатываемое длительное время. Естественно, такой метод расчета технологических показателей разработки месторождения Марказий Авваль не будет гарантировать достаточную надёжность.

2.3.3 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Исходя, из текущего состояния геологической изученности месторождения Марказий Авваль и данных эксплуатации скважины №3 рассматриваются три варианта разработки.

По варианту I (базовый) планируется продолжить эксплуатацию скважин №3 без бурения новых разведочных скважин.

По варианту II, исходя из принятой геологической модели залежи нефти рекомендуется бурение одной разведочной скважины №6.

По результатам бурения разведочной скважины №6, при получении из неё промышленных притоков нефти, может быть реализован вариант III. По данному варианту предусматривается бурение еще одной разведочной скважины №7 и двух эксплуатационных скважин №8 и №9.

2.4 Технологические показатели вариантов разработки

Характеристика основного фонда скважин и показателей разработки по отбору нефти и жидкости месторождения Марказий Авваль по варианту I приведена в таблицах 9 и 10.

По данному варианту фонд нефтедобывающих скважин составит всего 1 единицу, т.е. прогноз добычи нефти осуществлен только по работающей скважине № 3.

Отбор нефти по данному варианту ежегодно будет снижаться. Срок эксплуатации скважины №3 из составит 3 года и из месторождения будет извлечено 1,534 тыс. т нефти, т.е. будет добыто 1,56 % от начальных извлекаемых запасов и 0,31 % от начальных геологических запасов. К концу разработки средняя обводненность добываемой продукции скважин составит 99,00 %.

Характеристика основного фонда скважин и показателей разработки по отбору нефти и жидкости месторождения Марказий Авваль по варианту II приведена в таблицах 11 и 12.

По данному варианту фонд нефтедобывающих скважин составит 2 единиц: работающая скважина №3 и проектная разведочная скважина №6.

Максимальный отбор нефти по данному варианту будет достигнут в 2012 г. в размере 1,11 тыс. т, что составит 1,01 % от начальных извлекаемых

запасов. За весь срок разработки из месторождения будет извлечено 45 тыс. т нефти, что составит 28% от начальных извлекаемых и 12 % от начальных геологических запасов нефти. К концу разработки средняя обводненность добываемой продукции скважин составит 95 %.

Характеристик основного фонда скважин и показателей по отбору нефти и жидкости месторождения Марказий Авваль по варианту III приведены в таблицы 13 и 14.

По данному оптимистическому варианту фонд нефтедобывающих скважин составит 5 единиц: работающая скважина № 3, две разведочные скважины №№ 6,7 и две эксплуатационные скважины №№ 8, 9.

Максимальный отбор нефти по данному варианту будет достигнут в 2013г в размере 50 тыс.т., что составит 33 % от начальных извлекаемых запасов. За весь срок разработки из месторождения будет извлечено 0 тыс.т. нефти, что составит 22% от начальных извлекаемых и 10% от начальных геологических запасов нефти. К концу разработки средняя обводненность добываемой продукции скважин составит 92%.

Необходимо отметить, что величины отбора нефти от извлекаемых и геологических запасов являются предположительными, т.к. утвержденных запасов нефти в ГКЗ РУз или ЦКЗ при НХК «Узбекнефтегаз» не имеется.

Таблица 9- Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости месторождения Марказий Авваль. Вариант I (базовый)

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т.	Темп отбора от извлекаемых запасов %	Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, млн.м³	Компенсация отбора закачкой, %				
		началь-ных	теку-щих				всего	Мех. способ	всего	Мех. способ		годо-вая	накоп-ленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2011					1,448	0,0028	0,736		2,506		80	-	-	-
2012													-	-
2013													-	-

Таблица 10- Характеристика основного фонда скважин месторождения Марказий Авваль. Вариант I (базовый)

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения				Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин			Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость одной нагнет. скважины м³/сут
	Всего	Добы- ваю- щих	Нагне- татель- ных	Газо- вых			всего	В т.ч. нагнета- тельных	всего	механи- зирован- ных	газо- вых		нефти, т/сут	жид- кости, т/сут	газа, тыс. нм3 в сутки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2011	-	-	-	-	5	-	-	-	1	1	-	-	0,417	3,102	-	-
2012	-	-	-	-	5	-	-	-	1	1	-	-		2,085	-	-
2013	-	-	-	-	5	-	-	-	1	1	-	-		2,057	-	-

Таблица 11- Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости месторождения Марказий Авваль. Вариант II

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т.	Темп отбора от извлекаемых запасов %		Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, % α	Закачка рабочих агентов, млн.м ³		Компенсация отбора закачкой, %
		начальных	текущих				всего	Мех. способ	всего	Мех. способ		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2011														
2012														
2013														
2014														
2015														

Таблица 12- Характеристика основного фонда скважин месторождения Марказий Авваль. Вариант II

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения				Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин			Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость одной нагнет. скважины м ³ /сут
	Всего	Добывающих	Нагнетательных	Разведочных			всего	В т.ч. нагнетательных	всего	механизированных	газовых		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс. нм ³ в сутки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2011	1	-	-	1	6	-	-	-	2	2	-	-	1,500	3,074	-	-
2012	-	-	-	-	6	-	-	-	2	2	-	-	2,480	3,101	-	-
2013	-	-	-	-	6	-	-	-	2	2	-	-	2,060	2,943	-	-
2014	-	-	-	-	6	-	1	-	1	1	-	-	3,440	5,731	-	-
2015	-	-	-	-	6	-	-	-	1	1	-	-	2,840	5,680	-	-
2016	-	-	-	-	6	-	-	-	1	1	-	-		5,610	-	-
2017	-	-	-	-	6	-	-	-	1	1	-	-		5,463	-	-
2018	-	-	-	-	6	-	-	-	1	1	-	-		5,200	-	-

Таблица 13- Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости месторождения Марказий Авваль. Вариант III

Годы и пери- оды	Добыча нефти, тыс.т.	Темп отбора от извлекаемых запасов %		Накоплен- ная добыча нефти, тыс.т.	Отбор извлекае- мых запасов, %	Коэффи- циент нефте- извлечения, доли ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод- ненность продук- ции, % α	Закачка рабочих агентов, млн.м ³		Компен- сация отбора закач- кой, %
		началь- ных	теку- щих				Всего	Мех. способ	всего	Мех. способ		годо- вая	накоп- ленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2011					2,366	0,004	1,152	1,152	2,922	2,922	8,85	-	-	-
2012					5,909	0,012	3,322	3,322	6,244	6,244	16,13	-	-	-
2013					8,428	0,016	4,230	4,230	10,474	10,474	24,87	-	-	-
2014					11,168	0,022	4,066	4,066	14,540	14,540	34,92	-	-	-
2015					13,350	0,026	3,994	3,994	18,534	18,534	44,96	-	-	-
2016					15,157	0,030	3,948	3,948	22,482	22,482	54,96	-	-	-
2017					16,537	0,033	3,872			26,354	64,92	-	-	-
2018					17,491	0,035	3,732			30,086	74,86	-	-	-
2019					18,017	0,036	3,360			33,446	84,58	-	-	-
2020					18,247	0,0364	2,980			36,426	92,41	-	-	-
2021					18,320	0,0366	1,440			37,866	95,0	-	-	-

Таблица 14- Характеристика основного фонда скважин месторождения Марказий Авваль. Вариант III

Годы и пери- оды	Ввод скважин из бурения				Фонд скважин с начала разра- ботки	Экспл. бурение с начала разра- ботки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин			Фонд нагнета- тельных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на одну скважину			Прие- мистость одной нагнет. скважины м³/сут
	Всего	Добы- ваю- щих	Нагне- татель- ных	Разве- дочных			всего	В т.ч. нагнета- тельных	всего	механи- зирова- нных	газо- вых		нефти, т/сут	жид- кости, т/сут	газа, тыс. нм3 в сутки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2011	2	-	-	2	7	-	-	-	3	3	-	-	1,001	1,097	-	-
2012	2	2	-	-	9	1,86	-	-	5	5	-	-	1,592	1,898	-	-
2013	-	-	-	-	9	1,86	-	-	5	5	-	-	1,816	2,417	-	-
2014	-	-	-	-	9	1,86	1	-	4	4	-	-	1,890	2,904	-	-
2015	-	-	-	-	9	1,86	-	-	4	4	-	-	1,570	2,853	-	-
2016	-	-	-	-	9	1,86	-	-	4	4	-	-	1,270	2,820	-	-
2017	-	-	-	-	9	1,86	-	-	4	4	-	-	0,970	2,765	-	-
2018	-	-	-	-	9	1,86	-	-	4	4	-	-	0,670	2,665	-	-
2019	-	-	-	-	9	1,86	-	-	4	4	-	-	0,370	2,401	-	-
2020	-	-	-	-	9	1,86	-	-	4	4	-	-	0,161	2,128	-	-
2021	-	-	-	-	9	1,86	2	-	2	2			0,103	2,057	-	-

2.5 Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ

Скважина №3 месторождения Марказий Авваль заложена восточной присводовой части залежи нефти в V горизонта палеогеновых отложений.

Рекомендуется следующая конструкция скважин.

- 324мм – направление спускается на глубину 3м с целью перекрытия верхних насосов и создания циркуляционной системы. Крепится бутобетоном;
- 245мм – кондуктор спускается на глубину 100м и ВПЦ до устья.
- 140мм – эксплуатационная колонна спускается на глубину 930м с целью разобщения продуктивных горизонтов палеогена и их последующей эксплуатации. ВПЦ – до устья;

Проектные данные скважины №3 месторождения Марказий Авваль (таблица 15).

Таблица 15 - Проектные данные скважины №3 месторождения Марказий Авваль

Проектная глубина	1000м
Проектный горизонт	палеоген, VIII пласт
Цель бурения	поиски нефти и газа
Назначение	нефть
Буровая установка	УБВ-600 (Д)
Проектный геологический разрез	
Неоген-четвертичные отложения	0-700м
Палеогеновые отложения	700-1000м
Сумсарский ярус	
Ханабад+Исфара+Риштанские яр.	700-770м
Туркестанский ярус	770-840м
V+VI пласты	840-890м
Алайский ярус	840-870м
VII пласт	890-930м
Сузакский ярус	890-930м
Бухарский ярус	930-970м

Проектная конструкция скважины (таблица 16).

Таблица 16- Проектная конструкция скважины

Направление	299мм x 3м	Забутовать
Кондуктор	219мм x 100м	ВПЦ до устья
Эксплуатац. колонна	140мм x 1000м	ВПЦ до устья

Ожидаемые осложнения в процессе бурения:

1. В интервале 0-100м возможны поглощения бурового раствора, грифон образования.
2. В интервале 100-1000м возможны нефтегазопроявления, осыпи, обвалы, поглощения бурового раствора, а также сужения ствола скважины против проницаемых горизонтов (таблица 17).

Таблица 17 - Проектные параметры бурового раствора:

Интервал	Плотность, г/см ³	Вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30мин
0-100	1,12-1,14	60-70	8-10
100-2000	1,18-1,20	40-60	6-8
Отбор керна			
Зона		Глубина	
V пласт		840-850м = 10м	
VII пласт		860-870 м = 10м	
VII пласт		890-900 м = 10м	
VIII пласт		980-990 м = 10м	
Всего		= 40м	

Промыслово-геофизические исследования (таблица 18)

Таблица 18- Промыслово-геофизические исследования

Наименование работ	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся		
		На глубине	В интервале	
			от	до
1	2	3	4	5
1.Ст.каротаж 2мя зондами, ПС, кавернометрия, профилометрия, профилометрия, инклинометрия ч/з 25 м	1:500	100 400 750 950 1000	0 100 350 700 900	100 400 750 950 1000
2. Термометрия, ГК + НГК	1:500	100 750 1000	0 50 7050	100 750 1000
3. АКЦ, ОЦК после спуска и крепления обсадной колонны	1:500	100 750 1000	0 0 0	100 750 1000
4. Ст.каротаж 2мя зондами, ПС.БКЗ 5ю зондами, БК, ГК, НГК, АК, ИК, микрозонд, МБК, ВИКИЗ, кавернометрия, резистивиметрия	1:200	950 1000	750 900	950 1000
5. ГК, НГК для привязки интервалов перфорации ЛПО для уточнения отверстий	1:500	1000	750	1000
6. Термометрия через 10 суток после спуска эксплуатационной колонны для определения	1:500	1000	0	1000

Фактические данные скважины №3 месторождения Марказий Авваль:

-глубина - 930м;

-горизонт - VII пласт, палеоген.

Конструкция скважины:

-направление 324мм х 3м забутовано;

-кондуктор 245мм х 100м ВПЦ до устья.

Скважина начата бурением 21.02.2008 г и на 18.06.2008 г достигла глубины 930м и забой ее стратиграфических находится в палеогеновых отложениях. В скважине выполнен полный комплекс промыслово-геофизических исследований.

По данным геолого-геофизических исследований скважиной вскрыт следующий геологический разрез (таблица 19).

Таблица 19- Данные геолого-геофизические исследование скважин

Неоген-четвертичные отложения	0-690м
Палеогеновые отложения	690-930м (вскр.часть)
В том числе:	
Сумсарский ярус	690-748м
Ханабад+Исфара+Риштанские яр.	748-850м
IV горизонт	822-828м и 837-844м.
Туркестанский ярус	850-883м
V+VI горизонты	857-877м + 861-867м
Алайский ярус	883-930м (вскр.часть)
VII горизонт	883-930м

В связи со вскрытием основных нефтегазоносных горизонтов палеогеновых отложений бурение скважины прекращено при достигнутой глубине 930м.

Произведен спуск 140мм эксплуатационной колонны на глубину 930м и испытан перспективные горизонты согласно плану опробования.

В связи с получением промышленного притока нефти в скважинах №3, месторождения Марказий Авваль и необходимостью установления промысловой характеристики нефтяной залежи, ее энергетических возможностей, определения оптимального технологического режима работы скважин и изучения свойств добываемой продукции, необходимых для подсчета запасов и составления проектных документов, в процессе пробной эксплуатации разведочных скважин необходимо провести следующий комплекс исследовательских работ (таблица 20).

Таблица 20-Комплекс исследовательских работ

№	Виды исследования	Периодичность
1	Исследование скважины методом пробных откачек на разных режимах	Ежеквартально
2	На каждом режиме определить: дебиты нефти, содержание воды и мех.примесей, замеры забойных и пластовых давлений и температур	Ежеквартально
3	Отобрать поверхностные пробы нефти и воды с последующим анализом в лабораторных условиях	Ежеквартально
4	Обобщить данные исследования построить кривые восстановления уровня жидкости, определить коэффициенты продуктивности и установить оптимальной отбор нефти	Ежеквартально

Так как имеющаяся информация о коллекторских свойствах пласта и пластовых флюидов недостаточна для осуществления подсчета запасов нефти, в разведочных скважинах рекомендуется проводить следующие объемы исследования:

- отбор керна из продуктивной части горизонта с целью определения коэффициентов пористости, проницаемости, механических свойств и др. параметров;
- отбор проб пластовой нефти с целью определения вязкости пластовой нефти, объемного коэффициента, сжимаемости, газосодержания, состава и др. параметров;
- провести полный объем геофизических исследований скважин с целью определения глубин кровли и подошвы пластов, эффективной нефтенасыщенной толщины, коэффициентов пористости, глинистости, нефтегазонасыщенности и др. параметров.

2.6 Технология и техника добычи нефти и газа

Скважина № 3 Марказий Авваль была принята в пробную эксплуатацию фонтанным способом 25.07.2008 года с суточным дебитом 3,0 т/сутки безводной нефти. В сентябре 2008 года скважина переведена на насосную эксплуатацию с насосом НСВ-43 спущенным в глубину 825 м. в результате чего дебит нефти увеличился до 8,0 т/сутки. При дальнейшей эксплуатации дебит нефти начал снижаться из-за снижения динамического уровня жидкостей (из-за снижения пластового давления), при непрерывном росте обводненности добываемой продукции. Исходя из опыта эксплуатации скважины можно сделать вывод, что залежь нефти имеет ограниченные энергетические возможности, а граница контура нефтеносности находится близко к зоне дренирования. В связи с этим при получении притоков нефти из рекомендованных проектных скважин они будут эксплуатироваться механизированным способом со спуском насосов диаметра не более 32 мм.

Учитывая высокие содержание в нефти асфальтенов, смол и парафина в скважинах рекомендуется проводить паротепловые обработки, а в процессе испытания скважин после вскрытия СКО.

3. Проведение и анализ СКО пласта с применением ГНКТ

3.1 Что такое ГНКТ?

В настоящее время, современности нефтегазовый промышленности определяются несколькими ключевыми факторами, такими как эффективность, гибкость, производительность, экологичность и конечно экономичность. В данном моменте можно сказать, в глобальном рыночной экономике, важным фактором остается экономичность проектов и технологий, внедряющие в любую отрасль в том числе в нефтегазовый отрасль.

В наше время многие производители оборудования для нефтегазовый промышленности предлагает, установку или технологию гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ), один из важным качеством которой является именно экономичность. Эти технологии с участием установок ГНКТ имеет огромный рол по уменьшение расходов, так как зачастую устраняет необходимость использования разных станков при подземных ремонтах скважин, капитальных ремонтах скважин и т.д. Мы знаем для проведение подземный ремонт скважин (ПРС) и капитальный ремонт скважин (КРС) требует дорогостоящих станков и конечно достаточно долгое время.

Технологии с применением ГНКТ процесс выполняемых работ гораздо быстрее и более эффективно – скважина минимальной потерей времени возвращается в действующий фонд.

ГНКТ – это намотанная гибкая труба на специальный барабан с гидравлическим механизмом и установленное на разные шасси автотранспорта (рисунок 5 и 7), которое легко и удобно транспортируется. А с гидравлическим приводом, можно спускает и поднимает непрерывную гибкую насосно-компрессорную трубу в эксплуатационную насосно-

компрессорную трубу или в обсадную трубу скважины. Установка ГНКТ можно применять в наземных и морских объектах нефтедобыче и не требует отдельных станков ПРС, КРС. Технологии ГНКТ есть возможность использовать на добывающих скважинах, с помощью ГНКТ можно закачивать разных рабочих жидкостей или азота во время спуска трубы.



Рисунок 5- Намотанный барабан гибкой трубой на автотранспорте.

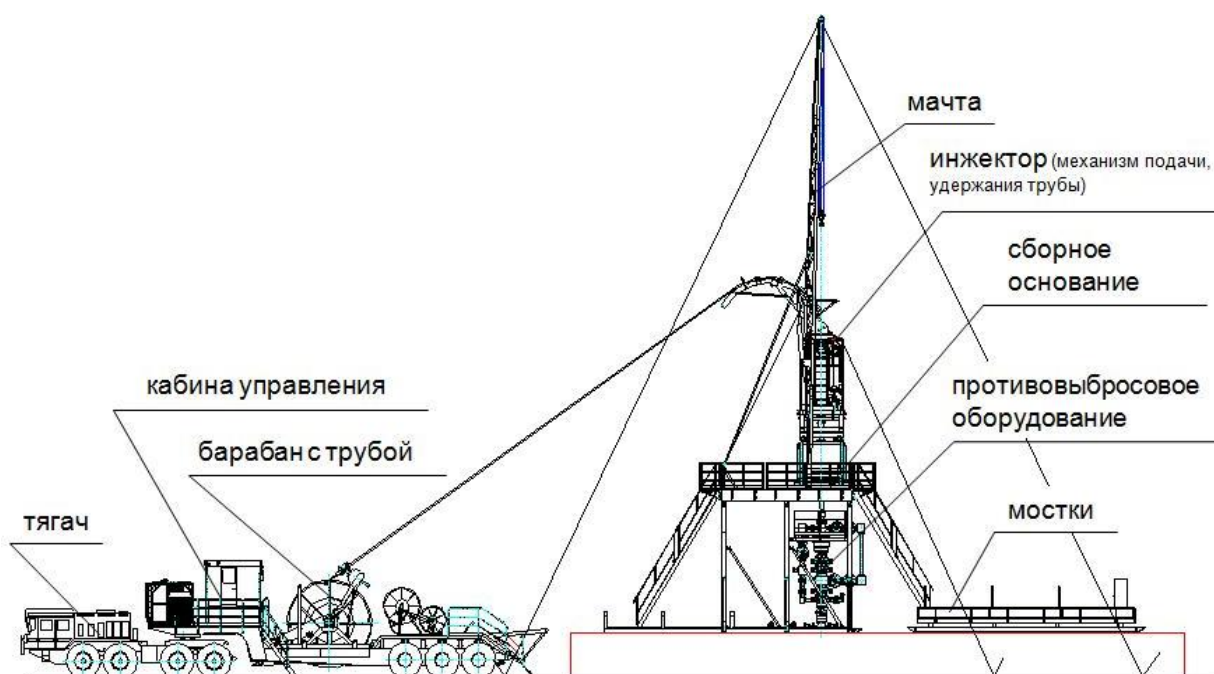


Рисунок 6 -Принципиальная схема установки ГНКТ



Рисунок 7- Общий вид ГНКТ установки.

3.2 Возможности и услуги технологии ГНКТ в современном мировой нефтеотдаче

Технологии ГНКТ широко применяется на горизонтальных, вертикальных, и направленных скважинах с целью решение различных задач (не удобств, трудности) вовремя:

- бурение любых скважин;
- геофизические исследование скважины (ГИС);
- вытеснение разных жидкостей;
- обработка призабойная зона (ОПЗ);
- перфорация забоя;
- установка разных оборудовании для борьба с песком;
- изоляция не нужных перфорированных зон скважин;
- работа по цементирование глубинных скважин;
- работа по цементирование длинных горизонтальных скважин;
- ГНКТ доставляет рабочие жидкости в нужную участок скважин;
- в процессе ловильных работ рабочие жидкости имеет циркуляция;
- в процессе использование пакеров;

- в процессе очистке ствола скважин и т. д.

Мы можем наблюдать что в последние время значительный рост объемов по использования установок, технологии оборудованных гибкой трубой (ГНКТ).

Безусловным преимуществом установки ГНКТ надо обязательно подчеркнуть, что высокое качество сварных швов и отсутствие (или несопоставимо меньшее количество) поперечных швов. Можно проверит герметичности трубопровода ГНКТ прямо на месте изготовления.

Кроме того, на заводских условиях можно обрабатывать различными рода покрытыми внутреннюю и внешнюю поверхности ГНКТ. И все это определяет возможности использования установки ГНКТ в качестве выкидные линии скважин, трубопроводов для разных жидкости и воды.

Использование технологии ГНКТ создает новые возможности для выполнения внутрискважинных работ, которые не связанные с нагнетанием через ГНКТ технологических и рабочих жидкостей. К таким операциям относятся каротажные исследования, сопровождающиеся необходимостью спуска различных приборов не только в искривленные, но и горизонтальные скважины.

Спуск приборов в сильно искривленные скважины на кабеле-тросе затруднен, а в горизонтальную скважину и вообще невозможен, так как зенитный угол оси скважины в 60° является предельным, при котором инструмент и приборы могут, преодолевая силы трения, спускаться в скважину. Использование роликов позволяет увеличить его еще на 10° , однако наличие цементного камня или иных отложений на внутренних стенках труб препятствуют его перемещению. В настоящее время осуществляют исследование скважин, длина горизонтальных секций которых уже достигает более 1000 м. Гибкая труба представляет собой идеальное средство доставки оборудования в нужную точку скважины. При этом геофизический кабель располагается внутри трубы и защищен от истирания,

что является существенным преимуществом по сравнению со спуском приборов на обычных трубах.

Использование ГНКТ существенно повышает качество выполнения работ и достоверность получаемой информации, поскольку отсутствуют продольные колебания инструмента и его прерывистое движение. Это обусловлено более высокой продольной жесткостью гибких труб по сравнению с геофизическим кабелем. Измерения можно проводить при спуске и подъеме инструмента, а скорость его перемещения достигает 0,5 м/с.

Одновременно в процессе проведения исследований через колонну гибких труб можно подавать технологическую жидкость или азот для уменьшения гидростатического давления на исследуемые пласты. Подачу жидкости осуществляют и для уменьшения сопротивления перемещению приборов в скважине. Естественно, что все эти операции выполняют без предварительного глушения скважины.

На колонне гибких труб помимо приборов могут быть спущены и перфораторы. И только ГНКТ является средством для их доставки в нужные зоны горизонтальных скважин. Причем, как показывает опыт их использования, одновременно на ГНКТ могут быть спущены перфораторы, обеспечивающие прострел горизонтальной скважины на интервале до 300 м. К преимуществам использования ГНКТ для доставки перфоратора следует отнести и снижение гидростатического давления в скважине при их применении по сравнению с давлением, необходимым для осуществления традиционной технологии спуска на кабеле-канате.

Таким образом, где применяется технологии ГНКТ к преимуществам можно привести следующие:

- большая скорость проведения работ в 3-4 раза по сравнению с традиционными методами и КРС;
- меньшее количество персонала при работе ГНКТ, чем бригада КРС;

- уменьшается стоимость ремонта по сравнению с традиционными методами КРС;
- индивидуальная доставка химических реагентов на забой скважины;
- исключает контактов рабочих жидкостей с агрессивными сред и подземными оборудованьями;
- спускоподъемные операции не требуется;
- с точки зрения экологии, очень безопасная,
- можно работать без глушения скважин;
- уменьшается затраты времени на спускоподъемные операции для разных видов инструментов, по сравнению при использовании кабеля и т.д;
- большая скорость перемещение оборудования во время исследований;
- может проникать в любую сложно доступных участков скважин;
- может совмещать вызов притока и другие операции, связанные с воздействием на пласт, с разными исследованиями;
- обеспечивает работу в не обсаженных скважинах.

Вовремя изучения гибко насосно-компрессной трубы (ГНКТ), я обнаружил несколько недостатков, это истирание трубы самой ГНКТ, не возможно закачивать в нее все технологические жидкости которые предназначен для использования при ремонте скважин, из-за маленький диаметр колонны гибкой трубы. Надо сказать об отсутствии технологии обратная промывка скважины через гибкую трубу. В настоящее время проводятся только прямые промывки скважины.

3.3 Сущность соляно-кислотной обработки пласта

Соляно-кислотная обработка пласта - это химические способы интенсификации производительности нефтяных и газовых скважин за счёт растворения пород вокруг скважины кислотами.

Кислотная обработка скважин заключается в заливке или закачке в скважину и продавливании в приствольную зону водоносного или

нефтеносного пласта жидкостью или воздухом под давлением (допускаемым прочностью технологических оборудование и обсадной колонны скважины) ингибированных кислотосодержащих растворов на основе соляной, фтористоводородной, уксусной и сульфаминовой кислот или их смесей.

Соляная кислота, проникая по трещинам в глубь пласта, реагирует с породой и создает сеть расширенных. Соляно кислотные обработка забоев скважин основана на способности соляной кислоты вступать в химическую реакцию с породами, сложенными известняками и доломитами, и растворять их. В результате реакции образуется хорошо растворимые в воде хлористый кальций или хлористый магний и углекислый газ. Эти продукты легко удаляются из пласта на поверхность.

Каналов, протирающихся на значительное расстояние от ствола скважин. Такая сеть каналов увеличивает фильтрующую способность пласта, что приводит к повышению продуктивности скважин.

Обрабатывать известняки и доломиты другими кислотами, например серной кислотой, нельзя, так как при этом в результате реакции образуются не растворимые в воде соли, осаждающиеся на забое скважины и закупоривающие поры.

Эффективность соляно кислотных обработок зависит от многих причин:

- концентрации кислоты
- ее количество
- давления при обработке
- температуры на забое
- характера породы и т.п.

Многолетней практикой выработаны определенные нормативы по каждому из этих показателей для различных геологических условий в скважине. Наиболее пригодным для обработок является 8-15%-ный раствор соляной кислоты, в котором на 100 весовых частей водного раствора

приходится от 8 до 15 частей чистой соляной кислоты. Применение кислоты с большей концентрацией недопустимо, так как при прокачке в скважину концентрированная очень быстро вступает в реакцию с металлической арматурой скважины и в короткий срок разрушает ее. Кроме того, концентрированная кислота, вступая в реакцию с известняком и доломитом, частично растворяет гипс, который легко выпадает из раствора в осадок, закупоривая поры пласта. Применение те же кислотного раствора слабой концентрации требует нагнетания большого количества ее, что может осложнить обратное извлечение продуктов реакции.

Соляно-кислотная обработка является одним из эффективным методом воздействия на пласт с целью поддерживать текущие темпы добычи нефти в скважинах с карбонатными трещиновато-пористыми коллекторами. При высокой проницаемости неоднородности по толщине и простираению продуктивного пласта кислота поглощается в основном хорошо проницаемыми зонами пласта и реагирует в призабойной зоне. Проблемой подключения в работу бездействующих зон пласта и увеличения радиуса обработки может решаться двумя путями:

- снижение скорости реакции соляной кислоты с породой путем добавки специальных замедлителей;
- диспергированием соляной кислоты до мельчайших глобул, покрытием этих глобул в защитную оболочку с последующей доставкой в глубину пласта и разрушением бронирующей оболочки;

Соляно-кислотная обработка пласта является первым и достаточно эффективным методом интенсификации добычи нефти. Даже в настоящего времени когда всё чаще слышим о новых открытии технологии в нефтегазовый индустрии, но СКО находится промышленном применением на всех нефтегазовых промыслах. Эффективность соляно-кислотный обработки пласта зависит от разных факторов: концентрации кислоты, ее количества, давления при обработке, температуры на забое, характера паров и других факторов. Для проведения кислотных обработок объем и

концентрация раствора кислоты планируется для каждой скважины индивидуально, так как точно подсчитать эти параметры затруднительно.

Для предохранения металлических оборудование, насосов и трубопроводов от разрушающего действия соляно-кислоты к ней добавляют специальные вещества, называемые ингибиторами, которые уменьшают или сводят до минимума коррозионное действие кислоты на металл.

Защитное действие ингибиторов заключается в том, что вследствие адсорбции их молекул и ионов или коллоидальных частиц на катодных участках металла образуется положительно заряженный слой, препятствующий соприкосновению молекул водорода с металлом и разряда иона водорода электролита, поэтому растворение железа кислотой не происходит.

3.4 Выбор скважин для проведения СКО

Соляно-кислотная обработка основана на способности растворения карбонатных пород (известняков и доломитов) соляной кислотой в результате химических реакций, протекающих при взаимодействии соляной кислоты с породами

Соляно-кислотная обработка может применяться в скважинах, эксплуатирующих карбонатные, трещинно-поровые пласты любой толщины. Объектами обработок могут быть некачественно освоенные (после бурения или капитального ремонта) скважины и скважины, существенно снизившие дебит в процессе эксплуатации. Обработки назначаются по определению текущего и потенциального коэффициентов продуктивности.

Для проведения соляно-кислотной обработки нагнетательных скважин следует выбирать скважины, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

- проницаемость вскрытых пластов – 300 – 600 мДарси и выше;

- приемистость скважины более $500\text{м}^3/\text{сутки}$ и со временем снижения до $100\text{м}^3/\text{сут}$ и ниже;
- скважина должна изливать;
- устьевая арматура и эксплуатационная колонна должны быть герметичными.

Количество кислоты для обработки пласта выбирают в зависимости от мощности пласта, намеченного к обработке, химического состава породы физических свойств пласта (пористость, проницаемость), числа предыдущих обработок. В среднем берут от 0,4 до 1,5 м³ раствора кислоты на 1 м обрабатываемого интервала. Наименьшие объемы раствора кислоты в 0,4-0,6 м³ на 1 м мощности пласта применяют для скважин с малопроницаемыми коллекторами и с малыми начальными дебитами. Малый объем кислотного раствора для скважин с такими коллекторами может быть частично компенсирован применением повышенной концентрации раствора. Для скважин с более высокой проницаемостью пород, со средним, пластовым давлением для первичной обработки назначают несколько большие объемы кислотного раствора – в пределах 0,8 – 1,0 м³ на 1 м мощности обрабатываемого интервала. Наконец, для скважин с высокими начальными дебитами, с породами большой проницаемости принимают объём кислотного раствора 1,0 -1,5 м³ на 1м мощности пласта

При повторных обработках во всех случаях увеличивает объём кислотного раствора на 20-40% по сравнению с предыдущей обработкой.

3.5 Требуемые химические материалы к соляно-кислотным раствором и их расчеты.

Вовремя соляно-кислотной обработке пласта к соляно-кислотному раствору добавляют следующие компоненты:

- интенсификаторы - поверхностно-активные вещества (ПАВ);
- ингибиторы;

- стабилизаторы.

Продукты взаимодействия кислоты с породой в процессе освоения скважины должны быть удалены из пласта. Для облегчение этого в кислоту при ее подготовке добавляют вещества, называемые интенсификаторы. Оно представляют собой ПАВ, снижающие поверхностное натяжение продуктов реакции. Адсорбируясь на стенках поровых каналов, ПАВ облегчают отделения от породы воды и улучшают условия смачивания для нефти, что способствует лучшему удалению продуктов реакции из пласта.

В качестве интенсификаторы применяют нейтрализованный черный контакт (НЧК), сульфонал, препараты ДС и другие ПАВ.

Поверхностно-активные вещества добавляют для снижения поверхностного натяжения на границе отработанная кислота–нефть обрабатываемого пласта, а следовательно, для повышения эффективности соляно-кислотных обработок рекомендуется применять различные поверхностно-активные вещества (ПАВ). Рекомендуемого дозировки ПАВ для обработок скважин (таблица 21).

Таблица 21- Рекомендуемого дозировки ПАВ для обработок скважин

Реагент	Дозировка				Примечание
	Для первой половины кислотного раствора		Для второй половины кислотного раствора		
	В % ПАВ	В кг Пав на 1 м3 раствора	В % ПАВ	В кг ПАВ на 1 м3 раствора	
Каталин-А	0,3	3	0,1	1	Ингибитор не нужен
Катамин-А	0,3	3	0,1	1	То же самое
Карбозолин-О	0,5	5	0,1	1	»
Марвелан-КО	0,5	5	0,1	1	Желательно добавка ингибитора

Окончание таблицы 21

Таблица 21- Рекомендуемого дозировки ПАВ для обработок скважин

СА-Дс	0,3	3	0,1	1	С обязательным добавкой ингибитора
УФЭ-8	0,3	3	0,1	1	Желательна с добавка ингибитора
ОП-10	0,3	3	0,1	1	С обязательным добавкой ингибитора
Дисолван	0,3	3	0,1	1	То же самое

Ингибиторы коррозии добавляют в малых дозах в рабочие растворы соляной кислоты с целью резкого снижения коррозионной активности к металлу- стали.

Применимые и рекомендуемые к применению реагенты-ингибиторы- уникол ПБ-5 формалин, каталин, катамины, уротропин и другие (таблица 22).

Таблица 22- Ингибитор коррозии

Ингибитор	Оптимальная дозировка в % к объёму кислотного раствора	Остаточное коррозионное действие кислоты с ингибитором, %	Кратность снижения коррозии (округленно)
Формалин	0,6-0,8	14-12	7-8
Уникол ПБ-5	0,25-0,5	3,2-2,4	31-42
Каталин-А	0,005-0,1	2,1-1,5	48-67
Каталин-К	0,05-0,1	2,3-1,7	43-59
Катамин-А	0,05-0,1	2,7-2,6	34-38
Уротропин	0,2-0,25	14-12	7-8

Ингибированию подвергается любая кислота, но со снижением концентрации HCl до 18-25% (таблица 23).

Таблица 23- Нормы показателей качества соляной кислоты

Соляная кислота	Содержания, %			
	Соляная кислота (не менее)	Железо (не более)	Серная кислота (не более)	Свободный хлор
Технологическая синтетическая	31,0	0,02	0,005 (H ₂ SO ₄)	_____
Техническая 1 сорта	27,5	0,03	0,4 (H ₂ SO ₃)	_____
Из абгазов органических производств	27,5	0.03	_____	Не более 0,1

Количество товарной кислоты Q_T в объёмных единицах, необходимое для получения 1м³ рабочего раствора с заданной концентрацией, рассчитывают по формуле (7).

$$V_T = \frac{p_z - 1000}{p_t - 1000} \quad (7).$$

Или для любого количества кубометров определяют по формуле (8).

$$V_T = n \frac{p_z - 1000}{p_t - 1000} \quad (8).$$

Где V_T -объём товарной кислоты в м³; p_t - плотность товарной кислоты в кг/м³; p_z - заданная плотность готового рабочего раствора (таблица 24) с учетом заданного процентного содержания HCl в рабочем растворе в кг/м³; n -количество кубометров кислотного раствора.

Таблица24 - Плотность и концентрация соляной кислоты

Плотность кг/м3	Градусы Боуэ	Концентрация НС1 % вес	Содержание НС1 в 1 л кг	Плотность кг/м3	Градусы Боуэ	Концентрация НС1 % вес	Содержание НС1
1030	4,1	5,15	0,063	1105	13,6	20,97	0,232
1035	4,7	7,15	0,074	1110	14,2	21,92	0,243
1040	4,5	8,16	0,084	1115	14,9	22,85	0,256
1045	6,0	9,16	0,096	1120	15,4	23,82	0,267
1050	6,7	10,17	0,107	1125	16,0	24,78	0,279
1055	7,4	11,18	0,118	1130	16,5	25,75	0,291
1060	8,0	12,19	0,129	1135	17,1	26,70	0,302
1065	8,7	13,19	0,140	1140	17,7	27,66	0,315
1070	9,4	14,17	0,152	1145	18,3	28,61	0,328
1075	10,0	15,16	0,163	1150	18,8	29,57	0,340
1080	10,6	16,15	0,174	1155	19,3	30,56	0,363
1085	11,2	17,13	0,186	1160	19,8	31,52	0,366
1090	11,9	18,11	0,197	1165	20,3	32,49	0,379

Исправление концентрации полученного раствора соляной кислоты

Если концентрация НС1 в растворе ниже, чем требуется, количество добавляемой концентрированной кислоты вычисляют по формуле (9).

$$\Delta V_T = \frac{W (p_z - p_f)}{p_T - p_z} \quad (9).$$

Где p_z -плотность раствора запланированной концентрации в кг/м3; p_f - фактическая плотность приготовленного раствора в кг/м3; p_T - плотность концентрированной соляной кислоты в кг/м3; W - объём приготовленного раствора кислоты в м3.

Если концентрация НС1 в приготовленном растворе получилось выше, чем требовалось, количество добавляемой воды рассчитывают по формуле по (10).

$$\Delta V_{\text{в}} = \frac{W(p\phi - pз)}{pз - 1000} \quad (10).$$

Где $\Delta V_{\text{в}}$ – количество добавляемой воды в м³.

В соляной кислоте иногда содержится незначительное количество окислов железа, которые при обработках скважин могут выпадать из раствора в виде хлопьев и закупоривать поры пласта. Для удержания окислов железа в кислоте в растворенном состоянии применяются стабилизаторы. В качестве стабилизатора служит уксусная кислота. В зависимости от содержания в соляной кислоте окислов железа добавка уксусной кислоты должно составлять 0,8 – 2,0% объема разведенной соляной кислотой (таблица 25).

Таблица 25- Уксусная кислота при повышенном содержании железа в соляной кислоты

Дозировка	
Содержание железа в растворе соляной кислоты, %	Количество уксусной кислоты (100%-ной), %
0,1 и менее	1,0
0,2-0,3	1,5
до 0,5	2,0

Соляно-кислотная обработка призабойной зон скважин предназначена для очистки поверхности забоев (фильтровой части) скважин и увеличения проницаемости призабойной зоны пласта в целях увеличения дебита добывающих или приемистости нагнетательных скважин, сокращения сроков их освоения.

Исходя из того что карбонатный коллектор представляет собой пласт с низким проницаемостью, то закачка кислот в пласт, как показал анализ, представляет значительные трудности. Эти трудности вызваны высокими давлениями при сравнительно низких темпах закачки. Как следствия этого регулирование темпом закачки становится невозможном, имея виду, что возможности техники весьма ограничен.

На взаимодействие соляной кислоты с породой большое влияние оказывает многовалентные металлы, в частности двух и трехвалентное железо, которые образует с находящимся в пласте высокомолекулярными гетероорганическими соединениями поверхностно-активными веществами и стимулируют образование эмульсий.

Ионы железа в кислотный раствор попадают в раствор не только при растворении породы, но и при взаимодействии соляной кислоты с нефтепромысловым оборудованием.

Исходя из данных фактов, в раствор соляной кислоты для связывания необходимо ввести лимонную кислоту, которая взаимодействует с ионами многовалентных металлов, образуя комплексные соединения и тем самым снижает негативные последствия.

Кроме того лимонная кислота действует по снижению скорости реакции соляно-кислотного раствора с породой. С целью уменьшения фильтрационных сопротивлений и успешного очищения пористой среды от продуктов реакции с целью восстановления первоначальной проницаемости, замедления скорости реакции и снижения межфазного натяжения до 1 мН/м, и ниже мы использовали неионогенное поверхностно-активное вещество ОП-10.

Состав кислотного раствора:

12% раствор соляной кислоты (HCl) с добавками:

- 1% лимонной кислоты ($C_3H_4(OH)(CO_2H)_3$);

- 0,1% неионогенное поверхностно-активное вещество ПО-10 ($R-C_6H_4(-O-CH_2-CH_2-)_{10}$).

3.6 Способ приготовления рабочего раствора соляной кислоты

Соляно-кислотный раствор готовят на центральной кислотной базе или же непосредственно у обрабатываемой скважины. Для приготовления раствора необходимо рассчитать, какое количество воды и

кислоты требуется смещать, чтобы получить раствор заданных концентрации и объема. При таких расчетах за стандартную принимается 27% концентрация соляной кислоты в воде (таблица 26).

Таблица 26- Количества 27% ной кислоты и воды, необходимые для получения 1м³ раствора кислоты заданного концентрации

Требуемая концентрация раствора кислоты, %	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Количество соляной кислоты 27% ной концентрации, м ³	0,17	0,20	0,24	0,27	0,31	0,34	0,38	0,41	0,45
Количество воды, м ³	0,83	0,80	0,76	0,73	0,69	0,66	0,62	0,59	0,55

Чтобы получить 2м³ раствора заданного концентрации, нужно указанные выше величины умножать соответственно на 2, для получения 3м³ раствора эти величины умножает на 3 и т.д. Концентрацию разведенной кислоты проверяет ареометром.

Лимонную кислоту расчетного количества смешиваем с 3-4м³ технической воды. После растворение (происходит в течение 5 минут) лимонной кислоты в данном объеме воды, перекачивают данный раствор в основную емкость, где будет приготавливаться соляно-кислотный раствор. Далее в основную емкость добавляют ОП-10 расчетного количества и затем добавляют концентрированную соляную кислоту в необходимом количестве для получения 12% соляно-кислотного раствора. Приготовление 12% соляно-кислотного раствора должно сопровождаться перемешиванием в гуммированной емкости в течение не менее 1 часа. Далее раствор готова к закачке. Закачку необходимо производить максимально возможной производительности (расходом).

Рецептура соляно-кислотных растворов:

12% соляно-кислотного раствора с добавкой лимонной кислоты (1% от объёма кислотного раствора) и ИП-10 (0,1% от объёма кислотного раствора);

Максимальный объём закачки 100м³ 12% соляно-кислотного раствора (объём с учетом добавок).

3.7 Возможности и достоинств ГНКТ при соляно-кислотной обработке пласта

При соляно-кислотной обработке пласта с применением оборудования и технологии ГНКТ направляется в тех же целях, которые и при традиционных технологиях:

- главная цель воздействия с помощью соляно-кислоты на карбонатные породы;
- продлить интенсивности притока;
- увеличит проницаемости призабойной зоны пласт;
- повышать добычу продукции скважин.

Наземный комплекс оборудования, помимо агрегата с ГНКТ и стандартного устьевого оборудования, должен содержать агрегат для кислотной обработки скважин, имеющий специализированный насос и емкость для запаса кислоты. В некоторых технологиях кислотной обработки предусмотрен подогрев кислоты.

В процессе выполнения данной операции ГНКТ при обеспечении непрерывной циркуляции воды спускают на глубину перфорации. На следующем этапе в скважину через ГНКТ закачивают расчетный объем кислоты, после чего ее продавливают в пласт. При закачке и продувке кислоты выкидная задвижка на арматуре колонны лифтовых труб закрыта. Это обеспечивает проникновение реагента через перфорационные отверстия в пласт.

Практика использования оборудования с ГНКТ показывает, что расход реагентов при обработке скважины в этом случае сокращается по сравнению с традиционными технологиями на 25 - 30%.

ГНКТ – самый эффективный метод доставки рабочих жидкостей в интересующую зону. Использование ГНКТ предохраняет рабочую НКТ от воздействия рабочих жидкостей и позволяет избежать загрязнения кислоты осадками и частицами из рабочей НКТ. В длинных горизонтальных отводах скважин (до 1 000м) ГНКТ может дойти до конца участка и начать медленный отход назад, одновременно закачивая кислоту. После обработки ГНКТ можно использовать для промывки азотом, чтобы быстрее очистить скважину.

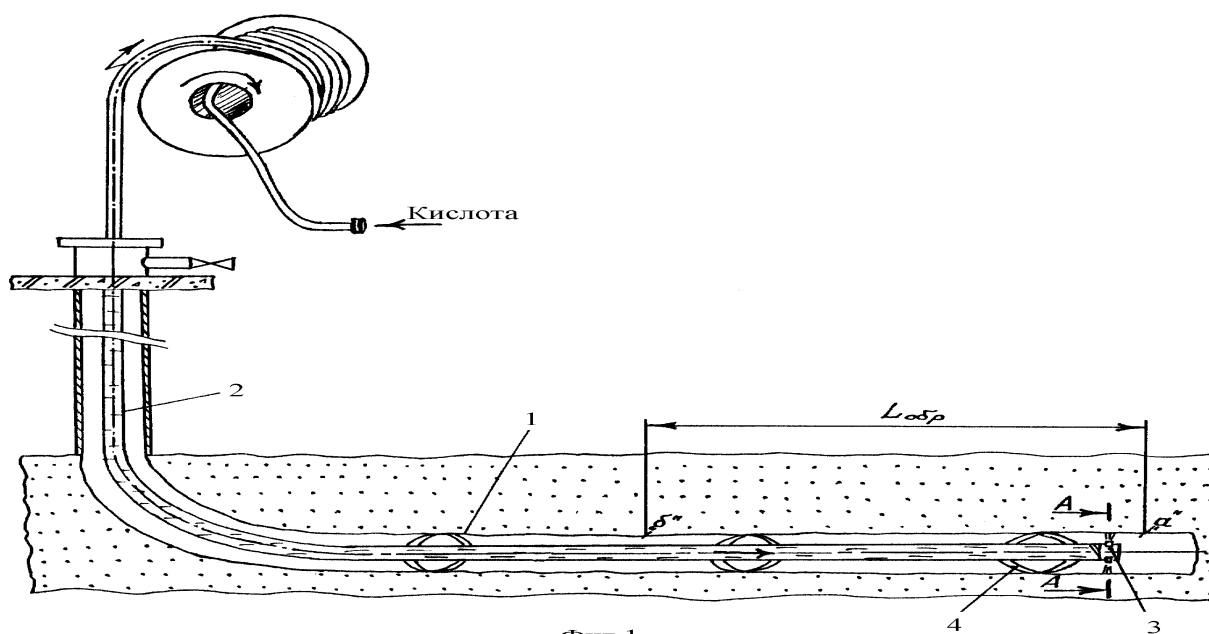


Рисунок 8-Схема работы ГНКТ в горизонтальных скважинах

3.8 Основные виды оборудования для проведения СКО пласта с применением ГНКТ и требования к ним

Основные виды оборудования для проведения СКО пласта с применением ГНКТ показано в таблице 27.

Таблица 27- Виды оборудование.

№	Виды оборудование и спецтехники	Описание модель
1	Установка колтюбинг	Установка колтюбинговая МК20Т на шасси МЗКТ
2	Азотный компрессор	Передвижная азотная компрессорная станция ПКСА-9/200
3	Насосный агрегат для закачки кислоты	Установка насосная для кислотной обработки скважин СИН-32.02 на шасси Урал 4320-1951-40
4	Насосный агрегат для промывок	Установка насосная для глушения (солевыми, глинистыми растворами) обработки (СКО, закачка ингибитора)
5	Полнопоточный газовый сепаратор	Нефтегазосепаратор блочный типа 36-060.075000 СБ
6	Емкость гуммированные	Емкости, переназначенные для приготовления и хранения соляной кислоты до 31% концентрации: 1 емкость – 50м ³ ; 2 емкости – по 25м ³
7	Блок задвижек (узел задавки и освоения), выкидные линии	Блок задвижек, выкидные линии на 700 атмосфер
8	Гибкая насосно-компрессорная труба (ГНКТ)	Днар=38,1 на 700 атмосфер, длиной 4200м.

Требование к оборудованию:

- все используемое оборудование и инструменты быть выполнено в сероводородостойком коррозионностойком исполнении (колонна ГНКТ, ПВО, обратный клапан, спускаемый на ГНКТ; гуммированные емкости, агрегат для закачки кислоты);

- колонна ГНКТ должна быть длиной не менее 4200м. (Днар=38,1), оборудованная на конце обратным клапаном с наружным диаметром не более 47мм, в наличии должен быть резервный барабан с новой гибкой трубой;

- при выполнении работ обязательно применение полнопоточного газового сепаратора с производительностью не менее 1млн.м³/сут;

- наличии гуммированных емкостей общим объёмом 200м³

- наличии выкидных линии и блока штуцерного манифольда, включая второй комплект выкидных линии и блока штуцерного манифольда;
- наличие агрегатов для закачки раствора соляной кислоты (включая резервный агрегат);
- наличии спецтехники для перевозки концентрированной соляной кислоты.

Для транспортирования, смешения и нагнетания раствора кислоты в пласт на промыслах используются специальные передвижные соляно-кислотные агрегаты. Такой агрегат состоящий из высоконапорного насоса и цистерны для приготовления и транспортирования соляно-кислотного раствора, монтируется минимум на трехосном автотранспорте высокой проходимости.

3.9 Техника проведения СКО пласта с применением ГНКТ

Процесс соляно-кислотной обработки забоя скважин заключается в нагнетании в пласт раствора соляной кислоты насосом или самотеком, если пластовая давления низкое.

В некоторых технологиях кислотной обработки предусмотрен подогрев кислоты.

Перед началом работы по закачке соляно-кислоты в пласт у ее устья устанавливают необходимое оборудование и вся наружная обвязка должна быть предварительно обпрессована на полторакратное рабочее давление. При закачке раствора кислоты самотеком оборудование не обпрессовывают.

Порядок проведения работ при этом следующие:

- проверяют забой скважины и очищают его от грязи;
- до обрабатываемого интервала спускается промывочные трубы, в качестве которых применяют обычные НКТ, в нашем случае ГНКТ;
- предварительная подкачка нефти;
- закачка раствора;

- продавливание растворов в пласт нефтью или водой.

После подавление кислотного раствора в пласт скважину на некоторое время оставляют в покое для реагирования кислоты с породой затем спускает в эксплуатацию.

Технология проведения соляно-кислотных обработок не одинакова и может изменяться в зависимости от физических свойств пласта, его мощности и прочих условий. В некоторых случаях, особенно при обработке новых скважин, выходящих из бурения, перед закачкой кислоты в пласт для разрушения глинистой и остатков цементной корки применяют кислотные ванны: в скважину заливают раствор 6-8%-ой кислоты с тем расчетом, чтобы он заполнил скважину в интервале обработки. Кислотный раствор выдерживает в скважине от 4 до 20ч.

При наличии одного мощного пласта рекомендуется применять ступенчатую обработку. Для этого вся мощность пласта разбивается на интервалы по 10-20м, которые поочередно, начиная с верхнего, обрабатывают раствором кислоты с установкой башмака труб в нижней части обрабатываемого интервала.

При обработке слабопроницаемых пород часто не удастся прокачать в пласт сразу значительное количество кислоты. В этом случае хорошие результаты дает двухстадийная обработка. На первой стадии в пласт закачивает 2-3 м³ раствора кислоты и держать скважину под давлением

12-15 М н/м² и более в течение нескольких часов. После того как давление в закрытой скважине снизится до 5-7 М н/м², закачивает вторую порцию кислоты в количестве 5-7 м³; вторая порция обычно уже легко закачивается в пласт.

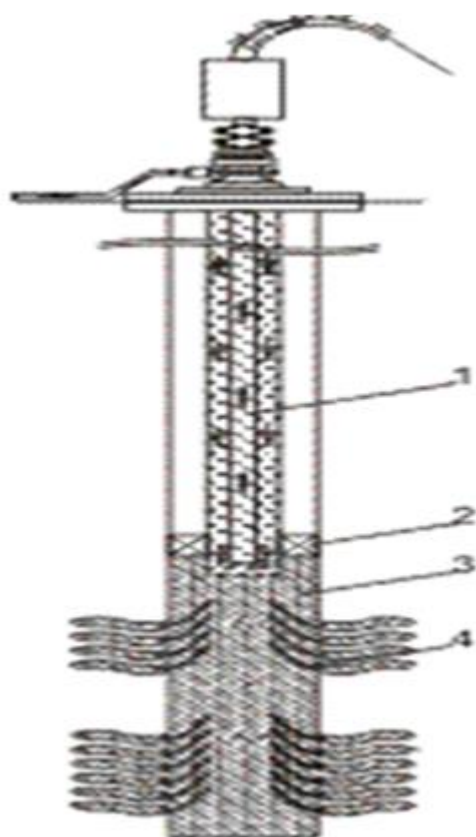
Применяют также серийную соляно-кислотную обработку, заключающуюся в том, что скважину последовательно 3-4 раза обрабатывают кислотой с интервалом между обработками 5-10 дней. Серийная обработка дает хорошие результаты в скважинах, эксплуатирующих малопроницаемые пласты.

Эффект, получаемой от соляно-кислотной обработки, определяется разностью в величине коэффициента продуктивности скважины до и после обработки, а также суммарным количеством дополнительной нефти, добытой из скважины после обработки.

Кислотную обработку газовой скважины проводят также, как и нефтяной. При этом газовой фонтан глушат магнетоном в скважину нефти, воды или глинистого раствора. Наряду с этим применяется также метод кислотной обработке под давлением без глушение скважин. Тогда после закачки соляной кислоты в скважину ее продавливают а пласт в воздухом или газом при помощью компрессора.

Обработка скважин соляной кислотой требует особых мер предосторожности. Несоблюдение правил техники безопасности может привести к тяжелом последствием-отравлением, ожогом им даже к полной потерей трудоспособности.

В процессе выполнения данной операции гибкую трубу, при обеспечении непрерывной циркуляции воды, спускают на глубину перфорации. Затем в скважину через нее закачивают расчетный объем соляно-кислоты, после чего ее продавливают в пласт. При закачке и продавке кислоты выкидная задвижка на арматуре колонны лифтовых труб должна быть закрыта. Это обеспечивает проникновение реагента через перфорационные отверстия в пласт (рисунок 8)



Кислота: 1- закачиваемая в гибкую трубу;
 3- в полости скважины;
 4- продавленная в призабойную зону;
 2- пакер.

Рисунок 9- Схема внутрискважинного оборудования при СКО пласта с применением ГНКТ.

Вовремя закачки соляно-кислотной раствора и продавки раствора выполняются по возможности максимальной производительностью подаче соляно-кислоты и давлении с учетом технической возможности оборудование (насосных агрегатов, проходного сечения ГНКТ и т.д.). Чем выше выше скорость закачки, тем лучше будет эффективность соляно-кислотной обработки. При подаче (закачке) соляно-кислотного раствора в пласт через колонну гибких НКТ необходимо обеспечить фильтрацию кислотного раствора (с целью избежание потери циркуляции через ГНКТ). Вовремя этих процессов надо внимательно следить за тем, чтобы давление в зоне перфорационных отверстий не превышало давления, при котором происходит разрыв пласта. (В ряде случаев, при обработке малопроницаемых пластов процесс закачки жидкости может выполняться в режиме

гидроразрыва пласта). После продавливания кислотного раствора в пласт скважину оставляют на некоторое время в покое для реагирования кислоты с породой. После выдерживания скважины под давлением в течение заданного периода времени реакции кислоты с породой продуктивного пласта выкидную задвижку открывают, гибкую трубу приподнимают и начинают операцию по вызову притока.

Если обрабатываемый пласт сложен карбонатными породами, в качестве технологической жидкости разрыва может быть использован загущенный раствор соляной кислоты. При этом время выдержки для обеспечения проведения реакции увеличивается.

Практика использования установок ГНКТ показывает, что расход реагентов при обработке скважины в этом случае сокращается по сравнению с традиционными технологиями на 25-30%, кроме того сокращается общее время обработки скважины.

3.10 Анализ эффективности проведенных соляно-кислотных работ с применением ГНКТ

В скважинах 3 и 5 дополнительная добыча в среднем составит 75т а продолжительность эффекта обработки пласта в среднем составит 191 сутки. На таблице 28 показана подробные результаты проведенных работ.

Таблица 28- Эффективность проведения СКО.

№ скв	Дата проведения	Дебит нефти, т/сут		Продолжительность эффекта, сут	Дополнительная добыча, т
		До ремонта	После ремонта		
3	03. 08.2016	1,5	1,9	179	72
5	25. 02.2016	1,2	1,6	191	78
Среднее значение				185	75

4. Безопасность и экологичность

Законодательство об основах охраны труда в Российской Федерации устанавливает правовые основы регулирования отношений в области охраны труда между работодателями и работниками и направлено на создание условий труда, соответствующих требованиям сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности.

Нефтегазодобывающее предприятие в своей практической деятельности обязано соблюдать законы и проводить мероприятия, направленные на охрану труда и здоровья работников, охрану и защиту окружающей среды.

В соответствии с российским законодательством работодатель обязан обеспечивать безопасные и благоприятные условия труда, безопасность жизни и здоровья работников, выполнять мероприятия, направленные на уменьшение возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций, снижение уровня профессиональных заболеваний.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Процесс соляно-кислотной обработки с применением гибкой насосно-компрессной трубы происходит на открытой производственной площадке, все необходимое оборудование находится на расстоянии 10 м от устья скважины.

Во время проведения СКО с применением ГНКТ на людей, экологические системы и инженерно-технический комплекс предприятия негативное действие оказывают:

- физические факторы (ударные волны и осколочные поля, тепловые и световые излучения, электрический ток, электрические и магнитные поля, движущиеся машины, механизмы и части оборудования, виброакустические факторы – шум, вибрация, ионизирующие излучения и т.д.);

- химические факторы (действие вредных веществ, распространившихся в воздухе, водной среде или на поверхности земли, рабочих площадок и помещений);

- биологические факторы (действие патогенных микроорганизмов и токсинов);

- психофизиологические факторы (физические и нервно-психические перегрузки человеческого организма).

Основным источником опасности на данном предприятии, являются: сосуды, работающие под давлением; содержащиеся в атмосфере сероводород, токсические химреагенты (кислота, щелочь); вращающиеся детали различных механизмов; электроустановки, находящиеся под высоким напряжением; возгорания, взрывы и пожары оборудования, газов.

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по обязательному социальному страхованию. Страховые тарифы от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда.

Для месторождения Марказий Авваль характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- взрывы паровоздушных смесей, образующихся в результате утечки газа или легких фракций нефти; крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка;

- разливы на больших площадях таких сильнодействующих ядовитых

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Климат района, как и всей Ферганской долины, континентальный, с сухим жарким летом и сырой, морозной зимой. Среднегодовая температура

составляет $+13^{\circ}\text{C}$, $+14^{\circ}\text{C}$; максимальная в июле $+42^{\circ}\text{C}$, минимальная в январе -25°C . Осадки весной и осенью выпадают в виде дождя, а зимой в виде снега. Среднегодовой объем осадков составляет 205-210 мм, а в отдельные годы превышает 300 мм.

Ветры порывистые, направление их, в основном, западное, скорость иногда достигает до 20-25 м/с.

Запрещается производить закачку кислоты при силе ветра более 12 м/с, при тумане и в темное время суток.

Работы выполняются на открытом пространстве.

Рабочая площадка у устья скважины должна иметь размер не менее 4х6 м при оборудовании скважины вышкой и не менее 3х4 м при оборудовании скважины мачтой.

Отопление и вентиляция производственных и бытовых зданий и помещений должны соответствовать строительным нормам и правилам, нормам технологического проектирования.

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования (к лаборатории)

От крайнего ряда эксплуатационных скважин, а также от каждого объекта нефтяного или газового месторождения устанавливается санитарно-защитная зона, размеры которой определяются по действующим санитарным нормам.

Для нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с наличием сероводорода санитарно-защитная зона определяется исходя из объемов возможных аварийных выбросов и условий рассеивания сероводорода до концентраций 30 мг/м^3 . [5]

При использовании агрегатов по ремонту скважин для текущего и капитального ремонтов освещенность рабочих мест должна быть не менее:

- устье скважины 100 лк;

- лебедка 75 лк;
- талевый блок 30 лк;
- люлька верхового рабочего 25 лк;
- приемные мостки 10 лк;
- автонаматыватель 15 лк;
- шкалы КИП 50 лк.

На производственных объектах должны иметься санитарно-бытовые помещения для обслуживающего персонала согласно санитарным нормам.

Помещения для обогрева и отдыха рабочих (культбудки) необходимо сооружать на каждой буровой установке.

Расстояние между указанными помещениями и вышкой или мачтой должно превышать высоту этих сооружений не менее чем на 10 м.

В помещении следует иметь бачок с питьевой водой, аптечку с полным набором медикаментов первой помощи, носилки и мебель.

Работы должны выполняться в очках и в спецодежде, стойких к воздействию химреагентов, и в соответствии с требованиями инструкции по применению данного реагента.

С учетом свойств применяемых кислот установлена норма обеспечения работающего персонала спецодеждой (костюмы суконные, фартуки прорезиненные, сапоги резиновые и т. д.). «ИПБОТ 202-2008»

На месте проведения работ по закачке агрессивных химреагентов (серной, соляной, фторной кислот и т.д.) должен быть:

- аварийный запас спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты;
- запас чистой пресной воды;
- нейтрализующие компоненты для раствора (мел, известь, хлорамин).

При работах, которые могут сопровождаться взрывом газов или разбрызгиванием едких жидкостей, работающие должны надевать предохранительные очки и находиться за защитным экраном.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Растворы соляной кислоты, содержащие более 25% хлористого водорода, «дымят» на воздухе вследствие образования тумана от соединения выделяющегося из кислоты хлористого водорода с влагой, содержащейся в воздухе. Частишки тумана, представляющие собой соляную кислоту, попадают в легкие человека при дыхании, раздражают дыхательные пути и могут вызвать отравление.

Соляная кислота, попадая на незащищенные части тела человека, вызывает ожоги.

В газокompрессорных станциях, нефтенасосных, газораспределительных будках и других производственных помещениях содержание газов в воздухе не должно превышать допустимое содержание газов в воздухе (таблица 29)

Таблица 29 – допустимое содержание газов в воздухе

метана, %	0,7
сернистого газа, мг/м ³	10
окиси углерода, мг/м ³	20
паров бензина (в пересчете на углерод), мг/м ³	300
сероводорода в смеси с углеводородами, мг/м ³	3
ртути, мг/м ³	0.01
метанола (спирта метилового), мг/м ³	5

Не допускается пребывание на газоопасном объекте в санитарно-защитной зоне лиц без изолирующего дыхательного аппарата (противогазы) и индивидуального газосигнализатора на сероводород, а также не прошедших инструктаж.

Для обеспечения безопасности людей и сохранности зданий и других сооружений, а также оборудования и материалов, находящихся в них, от разрушения, загорания и взрывов при прямых ударах молнии должна

устанавливаться молниезащиты в соответствии с «Указаниями по проектированию и устройству молниезащиты зданий и промышленных сооружений».

Запрещается во время грозы производить работы на буровой вышке, а также находиться на расстоянии ближе 10 м от заземляющих устройств грозозащиты.

Для борьбы с проявлениями вторичных молний, а также статического электричества, технологическая аппаратура и трубопроводы, содержащие горючие пары и газы, должны заземляться. Допускается использование заземляющих устройств электроустановок.

Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного для защиты от статического электричества, допускается до 100 Ом.

В качестве заземляющих проводников может применяться сталь: круглая, полосовая, угловая или другого профиля.

При установке электродвигателя на заземленной раме станка-качалки и обеспечении надежного контакта между ними дополнительного заземления не требуется.

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Возможные причины и источники возникновения пожара: искры от электрооборудования и электросетей, утечки природного газа, разгерметизация оборудования или емкости, в которых находятся горючие и рабочие жидкости.

Электрические машины, оборудование, приборы и т.п., применяемые во взрывоопасных помещениях и наружных установках, должны отвечать требованиям ПУЭ.

Во взрывоопасных помещениях телефонный аппарат и сигнальное устройство к нему должны быть во взрывобезопасном исполнении, соответствующим категории зданий и помещений по взрывоопасности

согласно ПУЭ.

Температура наружных поверхностей оборудования и кожухов теплоизоляционных покрытий не должна превышать температуры самовоспламенения наиболее взрывопожароопасного продукта, а в местах, доступных для обслуживающего персонала, не должна быть более 45°C внутри помещений и 60°C – на наружных установках.

Для обеспечения противопожарной защиты предусмотрены два резервуара раствора пенообразователя $V = 32 \text{ м}^3$ каждый. Открытые технологические площадки предусматривается тушить пеной из резервуара с помощью мотопомпы ММ-27/100.

В технологических насосных блоках предусмотрено автоматическое тушение пожара с помощью генераторов огнетушащего аэрозоля ГОА 40-70. Генераторы размещаются в защитном помещении и срабатывают при повышении температуры до 150°C. [14]

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Возможные аварийные и чрезвычайные ситуации при СКО скважин с применением ГНКТ:

- газонефтеводопроявление (ГНВП);
- утечка рабочих (вредных) жидкостей;
- признаки сероводорода в воздухе.

Для исключения указанных ситуаций необходимо постоянно контролировать параметры газо-воздушный среды.

При обнаружении негерметичности трубопроводов, фонтанной арматуры и ГНКТ в процессе ремонта скважины:

- остановить закачку технологической жидкости.
- убедиться, что давление в трубопроводах снижено до атмосферного (кроме ГНКТ при его нахождении в скважине)

- убедиться в отсутствии признаков сероводорода
- устранить негерметичность.

Списки инструментов, средств индивидуальной защиты, материалов, необходимых для ликвидации аварий, находятся в аварийных шкафах (помещениях), с указанием их количества и основной характеристики.

Индивидуальные средства защиты включают:

- каска;
- специальные сапоги или ботинки с жестким подноском;
- защитные очки;
- средства защиты слуха;
- непромокаемый костюм;
- комбинезон;
- непромокаемые перчатки или рукавицы;
- при необходимости следует надевать средства защиты органов дыхания;
- при работе на кусте все защитные средства должны быть надеты, а при работе около блендера необходимы еще и дополнительные средства (респиратор).

Руководитель работ (объекта) или ответственный исполнитель должен подать сигнал тревоги и оповестить вышестоящие организации.

Дальнейшие работы по ликвидации аварии проводятся специально подготовленным персоналом с привлечением рабочих бригады и специалистов

Бригады, вахты, работающие в санитарно-защитной зоне, должны быть обеспечены надежной двусторонней телефонной или радиосвязью (с постоянным вызовом) с диспетчером предприятия, работающие непосредственно на газоопасном объекте – дополнительной независимой связью с дежурным противодонной службы, транспортной организации.

При возникновении в блоке пожара необходимо покинуть помещение, закрыть все двери и включить кнопку, расположенной у входной двери, систему автоматического пожаротушения.

Работа по ликвидации открытого фонтана должна проводиться силами работников противofонтанной службы (противofонтанной военизированной части) и пожарных подразделений по специальным планам, разработанным штабом, создаваемым пользователем недр.

Категория зданий и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности определяется проектной организацией на стадии проектирования.

4.7 Экологичность проекта

Главными направлениями охраны геологической среды являются обеспечение благоприятного санитарного и экологического состояния окружающей среды на основе строгого соблюдения научно-обоснованных природоохранных зон:

- строгое соблюдение технологии бурения и опробования скважин в целях недопущения открытого фонтанирования;
- сокращение удельных расходов воды на технологические нужды и организация сброса неочищенных сточных вод в пласты, из которых ведется добыча газа;
- последовательное проведение комплексных мер по защите почв от эрозии, рекультивация земель;
- сохранение природных богатств на основе поддержания их надлежащего экологического состояния, осуществления мер по снижению потерь продукции на всех стадиях технологического процесса добычи и подготовки газа;
- всемерное сохранение полезных живых организмов, растений и животных. [14]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Во время подготовки своей выпускной квалификационной работы я подробно изучал как проводится соляно-кислотная обработка пласта с применением гибко насосно-компрессной трубы.

Можно сказать, что ГНКТ – самый эффективный метод доставки рабочих жидкостей в интересующую зону. Применение ГНКТ в процессе СКО предохраняет рабочую НКТ от воздействия соляно-кислоты и позволяет избежать загрязнения самой соляно-кислоты осадками и частицами из рабочей НКТ. Через ГНКТ можно закачивать ингибиторы парафина и коррозии. В длинных горизонтальных отводах скважин ГНКТ может дойти до конца участка и начать медленный отход назад, одновременно закачивая кислоту. После обработки ГНКТ можно использовать для промывки азотом, чтобы быстрее очистить скважину.

С точки зрения экономики, практика применения технологии с ГНКТ показывает, что расход реагентов при обработке скважины в этом случае сокращается по сравнению с традиционными технологиями на 25 - 30%, в разы снижается время обработки пласта, требуется меньше персонала и экологичный чем традиционные технологии.

СПИСОК СОКРАЩЕННЫХ СЛОВ

ГНКТ – гибко насосно-компрессорная труба;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ПЗП – призабойная зона пласта;

СКО – соляно-кислотная обработка;

СКР – соляно-кислотный раствор;

ОПЗ – обработка призабойную зону;

НЧК – нейтрализованный черный контакт;

ПАВ – поверхностно-активное вещество.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. «Большая Энциклопедия Нефти Газа»
2. «Геологические исследования в адырной полосе центральной части Южной Ферганы» Рыжков О.А., фонд «УзНИПИнефтегаз».
3. «Гидрогеология нефтегазоносных областей Узбекистана». Туляганов Х.Т.и др., 1973г.
4. «Дела на ликвидацию поисковых скважин № 1, 2, 4, Марказий Авваль».
5. «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при обработке скважин кислотами». Москва, 2008
6. «Методические указания по ведению работ на стадиях поисков и разведки месторождений нефти и газа», 1982г.
7. «Нефтяные и газовые месторождения Узбекистана (кн.1 Ферганская межгорная впадина)». Ходжаев А.Р., Акрамходжаев А.М., Азимов П.К. и др. Ташкент, 1973г.
8. «Новая система тектонического районирования Ферганской впадины. Геология нефти и газа,» Абидов А.А., Педдер Ю.Г., Рашидов А.Х.
9. «Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ», 1983г.
10. «Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности республики Узбекистан». Ташкент, 2007
11. «Природные условия Ферганской долины»
12. «Проект до разведки палеогеновых, меловых и юрских отложений месторождения Ханкыз» Акименко Л.М. Ташкент, 1991г.
13. «Проект разведки площадь Марказий Авваль».
14. «Регламент по эксплуатации месторождение Марказий Авваль».
15. «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин», П.Н.Лаврушко, В.М.Муравьев.